



**ANALISIS TINGKAT KEANDALAN PEMBANGKIT
LISTRIK TENAGA GAS (PLTG) BERDASARKAN
NILAI INDEKS KINERJA PEMBANGKIT PADA
UNIT PLTG MPP 1x25 MW GUNUNGSITOLI**

**Disusun dan Diajukan untuk Memenuhi Persyaratan Ujian Akhir
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik Universitas Pembangunan Panca Budi**

SKRIPSI

OLEH :

Nama : Soni Hadiahti Harefa
NPM : 2024210082
Program Studi : Teknik Elektro

**FAKULTAS SAINS DAN TEKNOLOGI
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN PANCA BUDI
MEDAN
2022**

PENGESAHAN TUGAS AKHIR

JUDUL : ANALISIS TINGKAT KEANDALAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA GAS (PLTG) BERDASARKAN NILAI INDEKS KINERJA PEMBANGKIT PADA UNIT PLTG MPP 1X25 MW GUNUNGSITOLI.

NAMA : SONI HADIAHTI HAREFA
N.P.M : 2024210082
FAKULTAS : SAINS & TEKNOLOGI
PROGRAM STUDI : Teknik Elektro
TANGGAL KELULUSAN : 28 Oktober 2022



DEKAN



Hamdani, ST., MT.

KETUA PROGRAM STUDI



Siti Anisah, S.T., M.T.

DISETUJUI
KOMISI PEMBIMBING

PEMBIMBING I



Hj Zuraidah Tharo, S.T., M.T.

PEMBIMBING II



Hamdani, S.T., M.T

PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH

Sebagai sivitas akademika Universitas Pembangunan Panca Budi, saya yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Soni Hadiahti Harefa
NPM : 2024210082
Program Studi : Teknik Elektro
Fakultas : Sains dan Teknologi
Jenis Karya : Skripsi

Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Pembangunan Panca Budi Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Nonexclusive Royalty-free Right*) atas karya ilmiah saya yang berjudul **“ANALISIS TINGKAT KEANDALAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA GAS (PLTG) BERDASARKAN NILAI INDEKS KINERJA PEMBANGKIT PADA UNIT PLTG MPP 1x25 MW GUNUNGSITOLI”** beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan baik Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Pembangunan Panca Budi berhak menyimpan, mengalih media/ alih formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat dan mempublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/ pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Medan, Juli 2022

Hormat Saya,



Soni Hadiahti Harefa

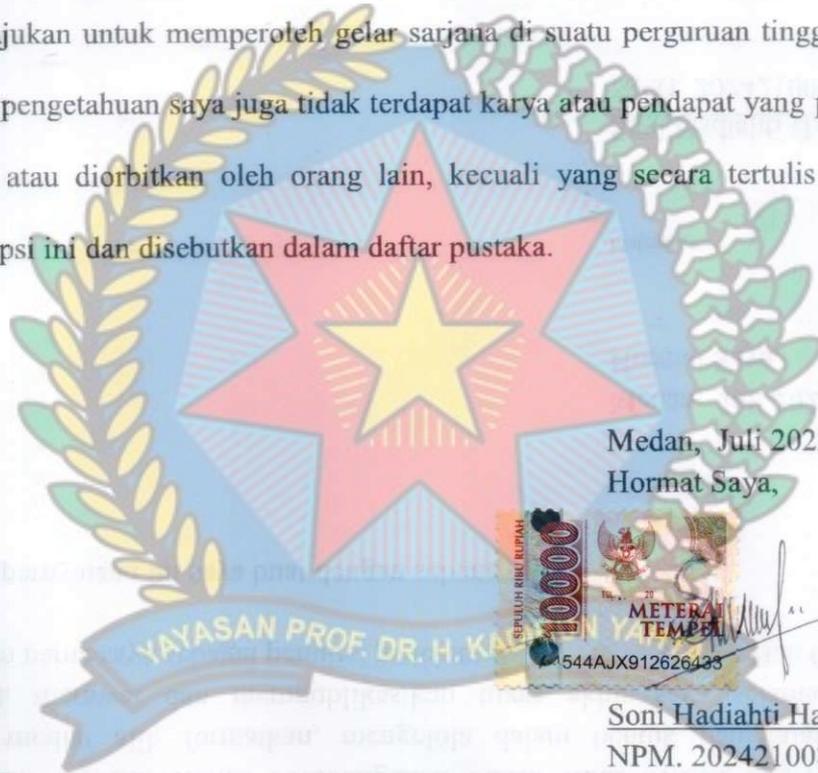
NPM. 2024210082

PERNYATAAN ORISINALITAS

Dengan ini saya menyatakan bahwa dalam skripsi ini tidak terdapat karya yang pernah diajukan untuk memperoleh gelar sarjana di suatu perguruan tinggi, dan sepanjang pengetahuan saya juga tidak terdapat karya atau pendapat yang pernah dituliskan atau diorbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis diacu dalam skripsi ini dan disebutkan dalam daftar pustaka.

Medan, Juli 2022

Hormat Saya,



Soni Hadiahti Harefa
NPM. 2024210082

ANALISIS TINGKAT KEANDALAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA GAS (PLTG) BERDASARKAN NILAI INDEKS KINERJA PEMBANGKIT PADA UNIT PLTG MPP 1x25 MW GUNUNGSITOLI

Soni Hadiahti Harefa *
Hj. Zuraidah Tharo, S.T., M.T. **
Hamdani, S.T., M.T. **
Universitas Pembangunan Panca Budi

ABSTRAK

Indeks kinerja pembangkit dapat digunakan sebagai parameter dalam menentukan tingkat kesiapan operasi unit pembangkit. Informasi mengenai indeks kinerja pembangkit diperlukan untuk mengetahui tingkat keandalan dan kinerja pembangkit dalam proses produksi tenaga listrik. Perhitungan indeks kinerja pembangkit mengacu pada standar yang dibuat oleh PT. PLN (Persero) yang tertuang dalam dokumen SPLN K.7.001 : 2007 dan Protap Deklarasi Kondisi Pembangkit dan Indeks Kinerja Pembangkit PT. PLN (Persero). Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui keandalan pembangkit berdasarkan perhitungan nilai Indeks kinerja pembangkit yang dipengaruhi penurunan kapasitas (*derating*) dan gangguan (*outage*) berdasarkan perhitungan EAF (*Equivalent Availability Factor*), EFOR (*Equivalent Force Outage Factor*), dan SOF (*Scheduled Outage Factor*). Setelah melakukan analisis data operasi pembangkit tahun 2018 – 2019 didapatkan nilai EAF tahunan diatas 80%, nilai EFOR tahunan dibawah 3% dan nilai SOF tahunan mengalami penurunan dari 1,64% menjadi 0,82%, yang berarti unit PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli memenuhi target operasi tahunan, handal dalam kinerjanya dan siap untuk beroperasi dalam proses produksi tenaga listrik.

Kata kunci : Indeks kinerja pembangkit, EAF, SOF, EFOR, *Derating*, *Outage*.

**RESEARCH ON THE RELIABILITY OF GAS TURBINE
POWER PLANT OF PLTG MPP 1X25 MW GUNUNG
SITOLI UNIT BASED ON POWER PLANT
PERFORMANCE INDEX**

Soni Hadiahti Harefa *
Hj. Zuraidah Tharo, S.T., M.T. **
Hamdani, S.T., M.T. **
Universitas Pembangunan Panca Budi

ABSTRACT

Power plant performance index can be used as a parameter to determine the readiness level of power plant operation. This data was needed to know the power plant unit reliability and performance in producing electricity power. Calculation of power plant performance index was based on a standard from PT. PLN (Persero) which can be found in SPLN K.7001 : 2007 and Protap Deklarasi Kondisi Pembangkit dan Indeks Kinerja Pembangkit PT. PLN (Persero) documents. The goal of this research was to find the reliability based on power plant performance index calculation which was influenced by unit derating, outage, Equivalent Availability Factor (EAF), Equivalent Force Outage Factor (EFOR), and Scheduled Outage Factor (SOF). Through data calculation of power plant operational data during 2018-2019, the EAF value has reached over 80,0 %, EFOR value below 3,0 %, and SOF value was decreased from 1,64% to 0,82% in which from this research it can be concluded that PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli has reached its yearly operational target, showed a reliable performance, and was ready to produce electricity power.

Keywords: Power plant performance index, EAF, SOF, EFOR, Derating, Outage.

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur kehadiran Tuhan Yang Maha Esa atas kasih dan anugerah-Nya yang telah memberikan kesempatan, pengetahuan dan kesehatan sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini dengan lancar tanpa kendala apapun. Adapun skripsi ini berjudul “Analisis Tingkat Keandalan Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) Berdasarkan Nilai Indeks Kinerja Pembangkit Pada Unit PLTG MPP 1x25 MW Nias”. Skripsi ini disusun sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana teknik dari Fakultas Sains dan Teknologi Universitas Pembangunan Panca Budi Medan.

Dalam proses penyusunan skripsi ini, penulis banyak mendapatkan bantuan dan dukungan dari berbagai pihak mulai dari proses pengumpulan data sampai proses penyusunan skripsi ini. Oleh karena itu penulis mengucapkan terimakasih kepada :

1. Bapak Dr. H. Muhammad Isa Indrawan, S.E., M.M. selaku Rektor Universitas Pembangunan Panca Budi Medan.
2. Bapak Hamdani, S.T., M.T. selaku Dekan Fakultas Sains dan Teknologi Universitas Pembangunan Panca Budi Medan dan sekaligus Dosen Pembimbing II.
3. Ibu Siti Anisah, S.T., M.T. selaku Kepala Program Studi Teknik Elektro Universitas Pembangunan Panca Budi Medan.
4. Ibu Hj Zuraidah Tharo, S.T., M.T. selaku Dosen Pembimbing I.
5. Seluruh Dosen dan Staff Jurusan Teknik Elektro Universitas Pembangunan Panca Budi Medan.
6. Rekan-rekan mahasiswa seperjuangan khususnya kelas karyawan Reguler II LE J/S yang telah banyak memberikan kritik maupun masukan kepada penulis.
7. Kedua orangtua, tante, abang dan adik-adik tersayang yang senantiasa memberikan dukungan doa dan selalu mengingatkan untuk menyelesaikan skripsi ini dengan baik.
8. Adik tersayang, Solofo Aprilman Harefa dan So Reforman Harefa yang senantiasa membantu menyediakan sarana transportasi gratis antar jemput buat kakak tersayang dan membantu antar jemput berkas yang dibutuhkan dalam penyelesaian skripsi ini.
9. Rekan terbaik, Aip Abdul Latip yang senantiasa membantu pengerjaan, memberikan kritik, saran, dukungan dan solusi terbaik dari awal penyusunan skripsi ini hingga skripsi ini selesai.
10. Supervisor terhebat, bapak Yoan Sutiono yang telah memberikan dukungan, masukan dan membantu untuk mendapatkan cuti kerja selama proses penyelesaian skripsi ini.
11. Bapak Try Hadmoko sebagai Assistant Manager Operasional Nias, PT. PLN Batam dan bapak Akhmad Fauzilhaq sebagai Assistant Manager

Maintenance nias PT. PLN Batam yang telah memberikan banyak masukan dan membantu mempermudah untuk memperoleh data-data yang di butuhkan dalam penyusunan skripsi ini.

12. Segenap karyawan PLTG MPP 1x25 MW Nias serta pihak-pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu namanya oleh penulis, yang telah membantu dan mendukung penulis dalam menyelesaikan penyusunan skripsi ini.

Dalam Penyusunan skripsi ini penulis juga menyadari bahwa skripsi ini masih jauh dari kata sempurna. Masih banyak kekurangan disana sini sehingga dengan kerendahan hati penulis mengharapkan kritik dan saran yang membangun dari pembaca. Akhir kata, penulis mengharapkan semoga skripsi ini dapat menambah pengetahuan bagi setiap pembaca dan khususnya bagi penulis. Atas perhatian dari semua pihak penulis mengucapkan terimakasih.

Medan, Juli 2022

Penulis,

YAYASAN PROF. DR. H. KADIRUN YAHYA

Soni Hadiahti Harefa

NPM. 2024210082

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	
PERNYATAAN ORISINALITAS	
PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	
ABSTRAK	
KATA PENGANTAR	i
DAFTAR ISI	iii
DAFTAR GAMBAR	v
DAFTAR TABEL	vi
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	3
1.3 Batasan Masalah.....	3
1.4 Tujuan Penelitian.....	3
1.5 Manfaat Penelitian.....	4
BAB 2 LANDASAN TEORI	5
2.1 Pengertian PLTG.....	5
2.2 Prinsip Operasi Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG).....	6
2.3 Komponen-komponen Gas Turbin.....	10
2.4 Faktor Keandalan.....	16
2.5 Status Unit Pembangkit.....	19
2.6 Indeks Kinerja Pembangkit.....	23
BAB 3 METODE PENELITIAN	28
3.1 Metode Penelitian.....	28
3.2 Waktu dan Lokasi Penelitian.....	28
3.3 Metode Pengumpulan Data.....	29
3.4 Metode Analisa Data.....	29
3.5 Flowchart.....	30
BAB 4 ANALISIS DATA	32
4.1 Equivalent Availability Factor (EAF).....	32
4.2 Scheduled Outage Factor (SOF).....	46

4.3 Equivalent Force Outage Factor (EFOR)	53
BAB 5 PENUTUP	66
5.1 Kesimpulan.....	66
5.2 Saran	68
Daftar Pustaka	
Daftar Istilah	
Lampiran	



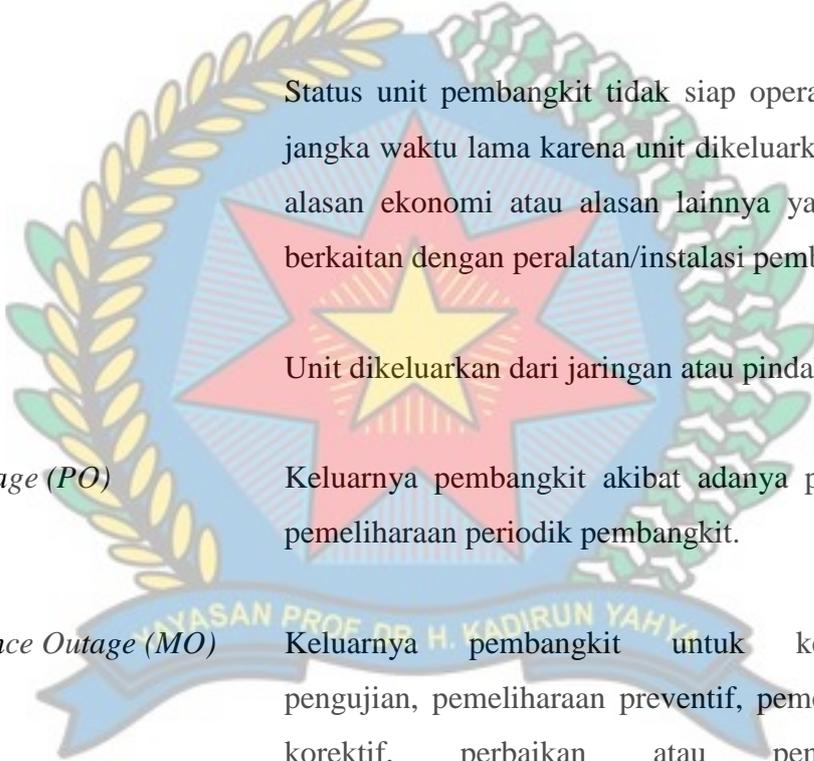
DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Tahapan Kerja Gas Turbin	5
Gambar 2.2	Prinsip Operasi Gas Turbin	6
Gambar 2.3	Compressor Stages	7
Gambar 2.4	Stage Blades Pada Gas Turbin	8
Gambar 2.5	Aliran Udara Pada Combustor	8
Gambar 2.6	Gas Turbine Engine Double Shaft	10
Gambar 2.7	Main Component Gas Turbine	10
Gambar 2.8	Air Inlet Section	11
Gambar 2.9	Compressor Section	12
Gambar 2.10	Compressor Rotor Assembly	12
Gambar 2.11	Compressor Stator Assembly	13
Gambar 2.12	Combustion Section	13
Gambar 2.13	Turbine Section	15
Gambar 2.14	Exhaust Section	16
Gambar 2.15	Pengelompokan Status Unit	19
Gambar 3.1	Flowchart Analisis Tingkat Keandalan Pembangkit	31
Gambar 4.1	Realisasi Pencapaian target EAF tahun 2018	40
Gambar 4.2	Realisasi Pencapaian Target EAF tahun 2019	44
Gambar 4.3	Realisasi Pencapaian Target EAF tahun 2018 - 2019	45
Gambar 4.4	Realisasi pencapaian target SOF tahun 2018 - 2019	52
Gambar 4.5	Realisasi Pencapaian Target EFOR tahun 2018	59
Gambar 4.6	Realisasi Pencapaian Target EFOR tahun 2019	63
Gambar 4.7	Realisasi Pencapaian Target EFOR tahun 2018 – 2019	64

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1	Data jam derating tahun 2018.....	33
Tabel 4.2	Data jam derating tahun 2019.....	33
Tabel 4.3	Data perhitungan nilai derating tahun 2018	35
Tabel 4.4	Data perhitungan nilai derating tahun 2019	46
Tabel 4.5	Hasil perhitungan AF dan EAF tahun 2018	39
Tabel 4.6	Hasil perhitungan AF dan EAF tahun 2019	43
Tabel 4.7	Pencapaian target dan realisasi EAF tahun 2018-2019	45
Tabel 4.8	Data perhitungan nilai SOF tahun 2018	47
Tabel 4.9	Data perhitungan nilai SOF tahun 2019	47
Tabel 4.10	Hasil perhitungan SOF tahun 2018 – 2019	50
Tabel 4.11	Data perhitungan nilai EFOR tahun 2018	54
Tabel 4.12	Data perhitungan nilai EFOR tahun 2019	55
Tabel 4.13	Hasil perhitungan FOR dan EFOR tahun 2018	58
Tabel 4.14	Hasil perhitungan FOR dan EFOR tahun 2018	62
Tabel 4.15	Pencapaian target dan realisasi EFOR tahun 2018 – 2019	64

DAFTAR ISTILAH



<i>Active</i>	Status unit pembangkit siap untuk beroperasi.
<i>Inactive</i>	Status unit pembangkit tidak siap operasi untuk jangka waktu lama karena unit dikeluarkan untuk alasan ekonomi atau alasan lainnya yang tidak berkaitan dengan peralatan/instalasi pembangkit.
<i>Outage</i>	Unit dikeluarkan dari jaringan atau pindah status.
<i>Plant Outage (PO)</i>	Keluarnya pembangkit akibat adanya pekerjaan pemeliharaan periodik pembangkit.
<i>Maintenance Outage (MO)</i>	Keluarnya pembangkit untuk kebutuhan pengujian, pemeliharaan preventif, pemeliharaan korektif, perbaikan atau penggantian <i>part/material</i> .
<i>Forced Outage (FO)</i>	Keluarnya pembangkit akibat adanya kondisi darurat pada pembangkit atau adanya gangguan yang tidak diantisipasi sebelumnya.
<i>Derating</i>	Kondisi dimana daya keluaran (MW) unit dibatasi lebih rendah dari DMN-nya.
<i>Reserve Shutdown</i>	Kondisi apabila unit siap operasi namun tidak disinkronkan ke sistem karena beban sistem yang rendah.

Availability Factor (AF) Rasio antara jumlah jam unit pembangkit siap beroperasi terhadap jumlah jam dalam satu periode tertentu.

Available Hours (AH) Jumlah jam unit pembangkit siap dioperasikan.

Service Hours (SH) Jumlah jam operasi unit pembangkit tersambung ke jaringan transmisi.

Period Hours (PH) Total jumlah jam dalam suatu periode tertentu selama unit dalam status aktif.

Forced Outage Hours (FOH) Jumlah jam unit keluar paksa sebagai akibat dari gangguan.

Equivalent Availability Factor (EAF) Rasio antara jumlah jam unit pembangkit siap beroperasi terhadap jumlah jam dalam satu periode tertentu yang sudah memperhitungkan dampak derating.

Equivalent Forced Derated Hours (EFDH) Perkalian antara jumlah jam unit pembangkit derating secara dengan besar derating dibagi DMN.

Equivalent Planned Derated Hours (EPDH) Perkalian antara jumlah jam unit pembangkit derating terencana dan besar derating dibagi dengan DMN.

DMN Daya Mampu Netto.

Equivalent Seasonal Derated Hours (ESEDH) Perkalian antara daya derating unit pembangkit akibat pengaruh cuaca/musim dengan jumlah jam unit pembangkit siap dibagi dengan DMN.

<i>Service Factor (SF)</i>	Rasio dari jumlah jam unit pembangkit beroperasi terhadap jumlah jam dalam satu periode tertentu.
<i>Scheduled Outage Factor (SOF)</i>	Rasio dari jumlah jam unit pembangkit keluar terencana (<i>planned outage</i>) terhadap jumlah jam dalam satu periode.
<i>Planned Outage Hours (POH)</i>	Jumlah jam unit tidak dapat beroperasi sebagai akibat dari <i>Planned Outage</i> .
<i>Maintenance Outage Hours (MOH)</i>	Jumlah jam unit tidak dapat beroperasi sebagai akibat dari keluar pemeliharaan karena <i>Maintenance Outages (MO)</i> .
<i>Planned Outage Factor (POF)</i>	Rasio jumlah jam unit pembangkit keluar terencana (<i>planned outage</i>) terhadap jumlah dalam satu periode.
<i>Maintenance Outage Factor (MOF)</i>	Rasio dari jumlah jam unit pembangkit keluar terencana (<i>maintenance outage</i>) terhadap jumlah jam dalam satu periode.
<i>Forced Outage Rate (FOR)</i>	Jumlah jam unit pembangkit dikeluarkan dari sistem (keluar paksa) dibagi jumlah jam unit pembangkit dikeluarkan dari sistem ditambah jumlah jam unit pembangkit beroperasi, yang dinyatakan dalam persen.
<i>Forced Outage Hours (FOH)</i>	Jumlah jam unit keluar paksa sebagai akibat dari gangguan.

Sync hours

Jumlah jam unit dalam kondisi kondensasi.

Equivalent Forced Outage Rate (EFOR) yang telah memperhitungkan dampak dari derating pembangkit.

Equivalent Forced Derated Hours during Reserve Shutdown (EFDHRS) Perkalian antara jumlah jam unit pembangkit *forced derating* selama *reserve shutdown* dan besar derating dibagi dengan DMN.

Force Outage Factor (FOF) Jumlah jam unit pembangkit keluar paksa (FOH) terhadap jam dalam satu periode.



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Ketersediaan energi listrik merupakan salah satu faktor yang dapat mempengaruhi kesejahteraan dan tingkat perekonomian masyarakat, khususnya di daerah-daerah yang sedang mengalami pertumbuhan perekonomian. Seiring dengan laju pertumbuhan ekonomi yang semakin meningkat maka kebutuhan listrik juga mengalami peningkatan dari tahun ke tahun. Meningkatnya kebutuhan energi listrik ini disebabkan oleh perkembangan pembangunan infrastruktur, baik itu dibidang usaha maupun infrastuktur kelistrikan di daerah-daerah yang belum mendapatkan pasokan listrik. Daerah yang tercukupi kebutuhan listriknya akan mengalami pertumbuhan perekonomian yang lebih cepat dibandingkan dengan daerah yang belum tercukupi kebutuhan listriknya. Kebutuhan listrik yang terus meningkat akan memacu unit pembangkit listrik untuk menjaga pasokan listrik dengan cara menjaga tingkat keandalan unit pembangkit agar kebutuhan listrik konsumen dapat terpenuhi.

Kota Gunungsitoli adalah salah satu daerah dari 33 kabupaten/kota di Provinsi Sumatra Utara yang terletak di pantai barat Pulau Sumatra. Kota Gunungsitoli memiliki luas wilayah $\pm 469,36 \text{ km}^2$ dengan jumlah penduduk sebanyak 134.827 jiwa. Pasokan listrik kota Gunungsitoli saat ini dikelola oleh PT.PLN (Persero) yang dipasok oleh beberapa unit pembangkit diantaranya, PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli (PT PLN Batam) dengan total daya mampu produksi (DMP) 25 MW, PLTMG 5x5 MW Gunungsitoli dengan total DMP 27,5 MW, PLTD Gunungsitoli dengan total DMP 4,8 MW, PLTD Telukdalam dengan total DMP 0 MW, PLTD sewa Gunungsitoli (PT Aneka Sarana Jaya) dengan total DMP 6 MW dan PLTD sewa Telukdalam (PT Bima Golden Powerindo) dengan total DMP 4,25 MW. Total daya mampu produksi (DMP) pembangkit sistem Nias adalah 67,6 MW dengan total beban puncak sistem nias mencapai 40,5 MW dan cadangan daya mampu sistem Nias adalah 27,1 MW.

PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli adalah salah satu pembangkit listrik tenaga gas yang beroperasi di kota Gunungsitoli dengan daya mampu 25 MW. Pada tahun 2018 – 2019 PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli menjadi pembangkit utama untuk memenuhi pasokan listrik kota Gunungsitoli, namun saat ini PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli digunakan sebagai pembangkit cadangan pada sistem kelistrikan Nias, sehingga unit PLTG diupayakan tetap dalam kondisi *standby*/siap untuk dioperasikan agar dapat menjaga ketersediaan pasokan listrik di Pulau Nias jika terjadi gangguan pada unit pembangkit lain. Terjadinya gangguan (*outage*) dan penurunan (*derating*) kapasitas dari suatu pembangkit akan berpengaruh pada nilai kinerja suatu pembangkit. Maka dari itu, dalam pengoperasiannya diharapkan unit PLTG dapat bekerja secara optimal, handal dan efisien dengan cara meminimalisir gangguan pada unit dan meningkatkan kinerjanya.

Kinerja pada pembangkit dapat diketahui dengan cara mengukur dan mengetahui indeks kinerja pembangkit dengan acuan SPLN K.7.001 : 2007. Indeks kinerja pembangkit dapat digunakan sebagai parameter dalam menentukan tingkat kesiapan operasi unit pembangkit. Informasi mengenai indeks kinerja pembangkit diperlukan untuk mengetahui tingkat keandalan dan kinerja pembangkit dalam proses produksi tenaga listrik. Oleh karena itu, perhitungan indeks kinerja pembangkit perlu dilakukan pada setiap unit pembangkit agar dapat membantu operasi sistem dalam mempertahankan tingkat keandalan dan ketahanan sistem. Perhitungan indeks kinerja pembangkit dapat dilakukan dengan acuan Protap Deklarasi Kondisi Pembangkit dan Indeks Kinerja Pembangkit PT PLN (Persero). Pengukuran kinerja suatu unit pembangkit didasarkan pada nilai indeks kinerja pembangkit yang mengacu pada standar yang dibuat oleh PT. PLN (Persero) yang tertuang dalam dokumen SPLN K.7.001 : 2007 dan Protap Deklarasi Kondisi Pembangkit dan Indeks Kinerja Pembangkit PT. PLN (Persero).

1.2 Rumusan masalah

Berdasarkan latar belakang yang telah dijelaskan di atas, masalah dalam penelitian ini dapat dirumuskan sebagai berikut :

1. Faktor apa saja yang mempengaruhi nilai indeks kinerja pembangkit di PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli.
2. Bagaimana mengetahui kinerja pembangkit yang dipengaruhi gangguan (*outage*) dan penurunan kapasitas (*derating*) berdasarkan perhitungan nilai EAF (*Equivalent Availability Factor*).
3. Bagaimana mengetahui kinerja pembangkit yang dipengaruhi gangguan (*outage*) dan penurunan kapasitas (*derating*) berdasarkan perhitungan nilai EFOR (*Equivalent Force Outage Factor*), dan SOF (*Scheduled Outage Factor*)
4. Apakah unit PLTG sudah bekerja secara optimal, handal dan efisien sesuai target EAF, EFOR, dan SOF pada tahun 2018 – 2019.

1.3 Batasan Masalah

Berdasarkan latar belakang dan rumusan masalah yang telah diuraikan di atas, maka untuk membuat penelitian ini lebih terarah dan dapat mencapai tujuan yang tepat, maka dibuat batasan masalah sebagai berikut :

1. Indeks kinerja pembangkit yang dibahas dalam penelitian ini meliputi *Equivalent Availability Factor* (EAF), *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR), dan *Scheduled Outage Factor* (SOF).
2. Perhitungan Indeks kinerja pembangkit dilakukan dengan menggunakan data operasi unit PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli pada tahun 2018 dan 2019.

1.4 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian yang ingin dicapai adalah :

1. Mengetahui faktor apa saja yang mempengaruhi nilai indeks kinerja pembangkit di PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli.

2. Mengetahui nilai indeks kinerja pembangkit yang dipengaruhi gangguan (*outage*) dan penurunan kapasitas (*derating*) berdasarkan perhitungan EAF (*Equivalent Availability Factor*).
3. Mengetahui nilai indeks kinerja pembangkit yang dipengaruhi gangguan (*outage*) dan penurunan kapasitas (*derating*) berdasarkan perhitungan EFOR (*Equivalent Force Outage Factor*), dan SOF (*Scheduled Outage Factor*) pada PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli.
4. Membandingkan pencapaian nilai EAF, EFOR, dan SOF PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli tahun 2018-2019 terhadap target EAF, EFOR, dan SOF berdasarkan rencana kerja dan anggaran perusahaan (RKAP) PT Pelayanan Listrik Nasional Batam.

1.5 Manfaat Penelitian

1. Memberikan pengetahuan kepada pembaca tentang cara menentukan indeks kinerja pembangkit berdasarkan perhitungan nilai EAF (*Equivalent Availability Factor*), EFOR (*Equivalent Force Outage Factor*), dan SOF (*Scheduled Outage Factor*) pada PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli.
2. Memberikan informasi kepada pembaca mengenai pencapaian nilai EAF, EFOR, dan SOF PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli pada tahun 2018-2019.
3. Mengetahui tingkat keandalan dan kesiapan PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli berdasarkan nilai Indeks Kinerja Pembangkit agar dapat membantu operasi sistem dalam mempertahankan tingkat keandalan dan ketahanan sistem.

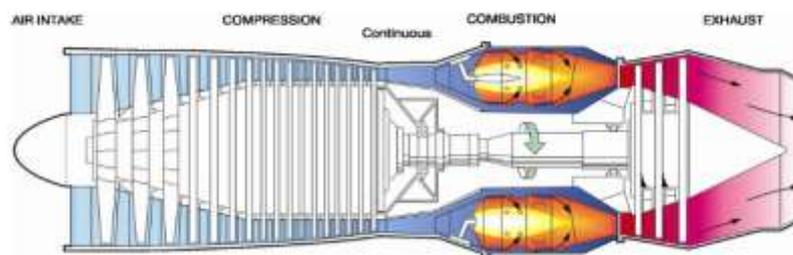
BAB II

LANDASAN TEORI

2.1 Pengertian PLTG

Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) adalah sebuah pembangkit listrik yang menggunakan bahan bakar gas sebagai energi penggerak turbin. Turbin gas adalah peralatan pembangkit yang menggunakan gas bertekanan tinggi sebagai fluida kerja, dimana fluida kerjanya yang menghasilkan energi kinetis yang diarahkan langsung ke sudu turbin untuk mendapatkan energi mekanis berupa putaran *shaft*.

Pada dasarnya turbin gas mengubah energi panas menjadi energi mekanik. Dari energi mekanik kemudian diubah menjadi energi lain salah satunya menjadi energi listrik dengan menggunakan generator. Energi panas ini didapatkan dari hasil pembakaran *fuel* ataupun bahan bakar. Turbin gas menggunakan *brayton cycle* yang terdiri atas 4 tahap yaitu *intake*, *combustion*, *expanding* dan *exhaust*. Dimana secara idealnya *intake* terjadi secara isentropik atau entropinya tetap. Udara yang masuk kemudian dikompresi dan masuk kedalam ruang bakar dan terjadi pembakaran dengan *fuel*. Proses pembakaran ini terjadi secara isobarik atau tekanan tetap. Gas pembakaran yang semakin banyak dengan panas dan volume yang semakin bertambah akan terjadi secara isentropik pada power turbin. Lalu gas buang yang tidak digunakan lagi akan dikeluarkan melalui *exhaust* menuju atmosfer.

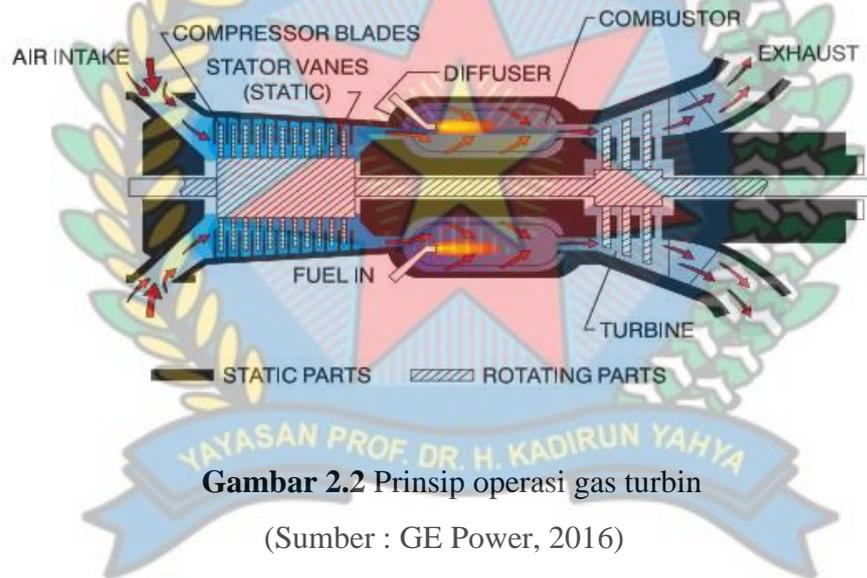


Gambar 2.1 Tahapan kerja gas turbin

(Sumber : GE Power, 2016)

2.2 Prinsip Operasi Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG)

Gas turbine engine merupakan salah satu *engine* yang sering digunakan dalam dunia industri pembangkit listrik, salah satunya pembangkit listrik tenaga gas (PLTG). *Gas turbine engine* merupakan *internal combustion engine*, yaitu proses pembakarannya terjadi di dalam mesin itu sendiri.



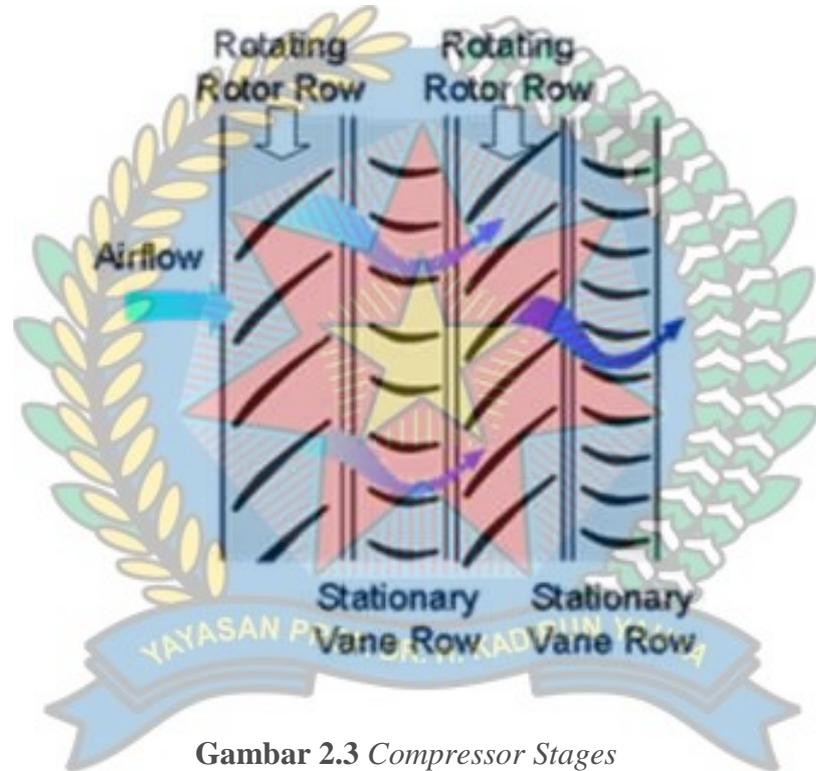
Gambar 2.2 Prinsip operasi gas turbin

(Sumber : GE Power, 2016)

Pada proses *starting* gas turbin akan diputar oleh penggerak mula secara *hydraulic system*, *pneumatic system*, *motor* atau *diesel engine*. Putaran ini akan memutar *axial compressor* pada awal *starting*. *Axial compressor* yang berputar akan menghisap udara dari atmosfer. Udara atmosfer mengandung 79% nitrogen dan 21% oksigen yang dibutuhkan untuk proses pembakaran. Udara dari atmosfer masuk melalui *insect screen* untuk menyaring serangga-serangga agar tidak masuk, lalu melewati filter untuk menyaring debu agar tidak merusak komponen di dalamnya. Udara yang bersih akan masuk ke dalam *inlet guide vane* yaitu *guide vane* yang berfungsi mengarahkan udara sebelum masuk ke kompresor agar sudutnya pas dan proses kompresi menjadi sangat efisien.

Pada saat udara masuk ke dalam *axial compressor* udara akan melewati beberapa *stage blades (rotor)* dan *diffuser (stator)*. Blade atau rotor ini akan selalu berputar sedangkan *stator* akan berada dibelakang blades tersebut. Dua komponen ini terdiri dari beberapa *stage*. Fungsi dari rotor ialah berputar untuk menambahkan kecepatan maupun energi ke dalam udara sehingga udara akan

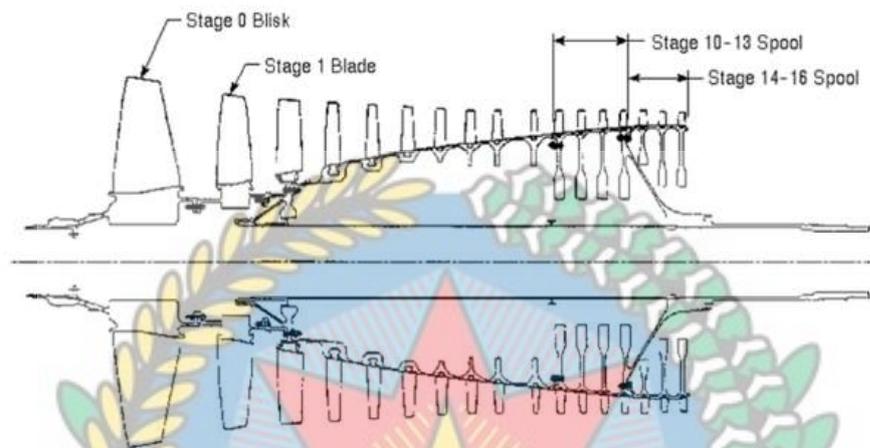
memiliki energi kinetik yang berupa kecepatan. stator yang berada dibelakang rotor akan menghambat laju dari udara tersebut sehingga energi kinetik akan dirubah menjadi energi potensial atau *pressure*.



Gambar 2.3 Compressor Stages

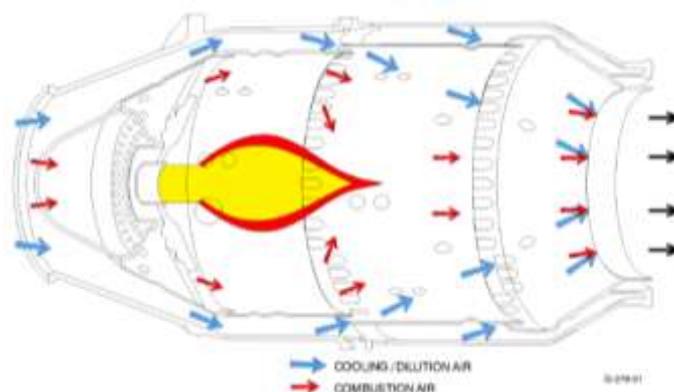
(Sumber : GE Power, 2016)

Gas turbine biasanya memiliki banyak varian jumlah *stage*. Namun biasanya jumlah stagenya 11-16 stage. *Axial compressor* semakin kebelakang semakin kecil volum dari blades dan stator nya. Fungsinya adalah untuk memampatkan udara dari volume besar menuju volume kecil sehingga pada akhir proses dari *axial compressor* udara akan memiliki tekanan yang tinggi dan mencapai *pressure ratio* yang diinginkan oleh gas turbin. *Pressure ratio* yang diinginkan biasanya adalah 10 – 18 untuk gas turbin industri dan 24 - 60 untuk *aeroderovative* gas turbin.



Gambar 2.4 *Stage blades* pada gas turbin
(Sumber : GE Power, 2016)

Selanjutnya udara yang sudah memiliki tekanan, masuk kedalam *combustion chamber*. Pada *combustion chamber* terdapat *fuel injector* yang berfungsi untuk menginjeksikan atau menyuntikkan *fuel* yang berupa gas maupun *liquid* kedalam *combustion chamber* sehingga *fuel* dan udara yang mengandung oksigen tercampur. Pada saat awal starting gas turbine engine masih diputar oleh penggerak mula, maka didalam *combustion chamber* ada *ignitor*. *Ignitor* akan menghasilkan percikan api sehingga terjadi pembakaran awal. Pembakaran ini dapat terjadi akibat adanya oksigen, *fuel* dan sumber panas yaitu *ignitor* didalam *combustion chamber*. Pembakaran pada *gas turbine engine* sedikit berbeda dengan mesin bensin maupun mesin *diesel* dimana gas turbin ini memiliki pembakaran yang *continue*.

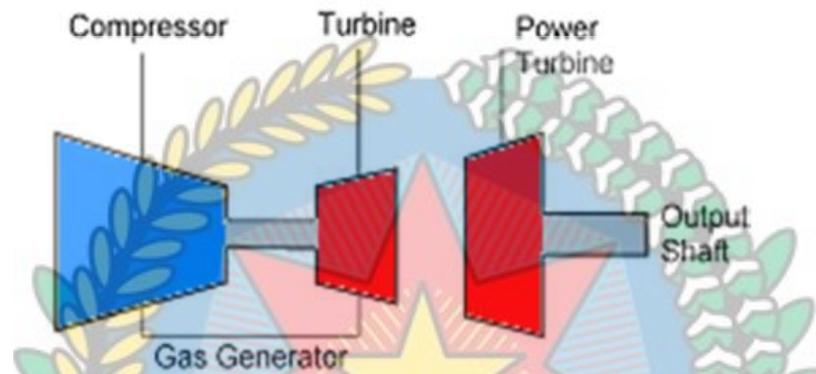


Gambar 2.5 Aliran udara pada *Combustor*
(Sumber : GE Power, 2016)

Berbeda dengan mesin-mesin lainnya yang pembakarannya ialah *intermiten*. Pembakaran ini akan terus menerus terjadi tanpa ada percikan dari *ignitor* lagi. Ignitor hanya bertindak pada saat proses *strating*. Proses pembakaran ini dapat mencapai 1000°C yang mengakibatkan gas terus bertambah dengan volume yang semakin banyak dan berkecepatan tinggi. Gas hasil pembakaran ini akan masuk kedalam *nozzle vane* yang berfungsi untuk mengarahkan gas hasil pembakaran ini sesuai dengan sudut *power turbine*. Gas panas ini akan diarahkan dan ditembakkan oleh *nozzle vane* menuju *power turbine* dan gas ini akan memutar *power turbine*. Setelah melewati *power turbine* pertama gas akan diarahkan dan ditembakkan oleh *nozzle vane* ke stage selanjutnya dan sampai seterusnya hingga beberapa stage. Umumnya *power turbine* memiliki 3 stage. Sehingga energi panas dari gas pembakaran tersebut diubah oleh *power turbine* menjadi energi gerak. *Power turbine* satu shaft atau satu poros dengan *axial compressor* sehingga saat *power turbine* berputar maka *compressor* juga akan berputar.

Pada saat rpm tertentu sudah dicapai maka penggerak mula pada proses *starting* yang pada awalnya menggunakan *axial compressor* tidak dibutuhkan lagi sehingga gas turbine engine dapat menopang energi *axial compressor*nya sendiri. Pembakaran ini terjadi secara *continuously*, sehingga *power turbine* akan memberikan energinya kepada kompresor untuk memutar, mengkompresi pembakaran dan energi tersebut akan dipakai untuk memutar *axial compressor* juga. Energi pembakaran tersebut akan melebihi energi yang dibutuhkan untuk memutar kompresor, sehingga energi tersebut dapat digunakan untuk memutar barang-barang yang lebih berguna seperti memutar generator yang akan menghasilkan listrik khususnya dengan gas turbin single shaft, ataupun memutar pompa, *compressor centrifugal multistage* untuk keperluan pengiriman liquid maupun gas yang menggunakan *gas turbine engine double shaft*. Gas buang yang sudah keluar dari *power turbine* akan masuk dalam proses pembuangan yaitu menuju exhaust akan dibuang ke atmosfer. Untuk efisiensi gas turbine ini hanya mencapai 25-40% untuk efisiensi termodinamikanya.

Aeroderivative LM2500+

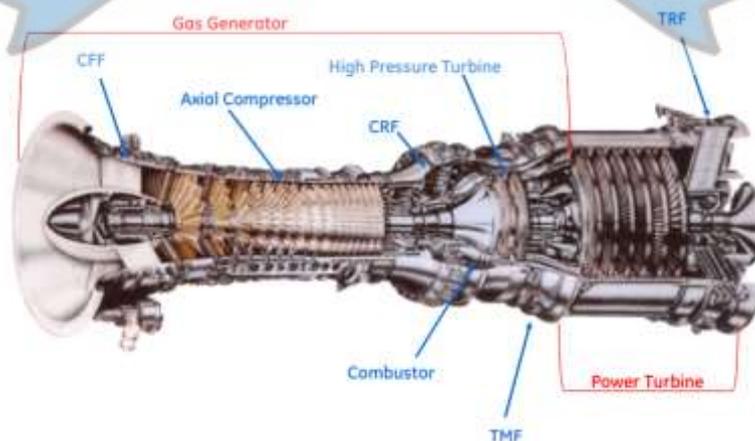


Gambar 2.6 Gas turbine engine double shaft

(Sumber : GE Power, 2016)

2.3 Komponen – Komponen Generator Turbin Gas.

Turbin gas tersusun atas komponen-komponen seperti *air inlet section*, *compressor section*, *combustion section*, *turbine section*, dan *exhaust section*.



Gambar 2.7 Main component; component that determine fluid transformation

(Sumber : GE Power, 2016)

1. Air Inlet Section.

Berfungsi untuk menyaring kotoran dan debu yang terbawa dalam udara sebelum masuk ke kompresor. Bagian ini terdiri dari:

- *Air Inlet Housing*, merupakan tempat udara masuk dimana didalamnya terdapat peralatan pembersih udara.

- *Pre-Filter*, merupakan penyaringan udara awal yang dipasang pada *inlet house*.
- *Main Filter*, merupakan penyaring utama yang terdapat pada bagian dalam *inlet house*, udara yang telah melewati penyaring ini masuk ke dalam kompresor aksial.
- *Inlet Bellmouth*, berfungsi untuk membagi udara agar merata pada saat memasuki ruang kompresor.
- *Inlet Guide Vane*, merupakan *blade* yang berfungsi sebagai pengatur jumlah udara yang masuk agar sesuai dengan yang diperlukan.



Gambar 2.8 *Air inlet section*

(Sumber : GE Power, 2016)

2. *Compressor Section.*

Komponen utama pada bagian ini adalah aksial *flow compressor*, berfungsi untuk mengkompresikan udara yang berasal dari *inlet air section* hingga bertekanan tinggi sehingga pada saat terjadi pembakaran dapat menghasilkan gas panas berkecepatan tinggi yang dapat menimbulkan daya *output* turbin yang besar.

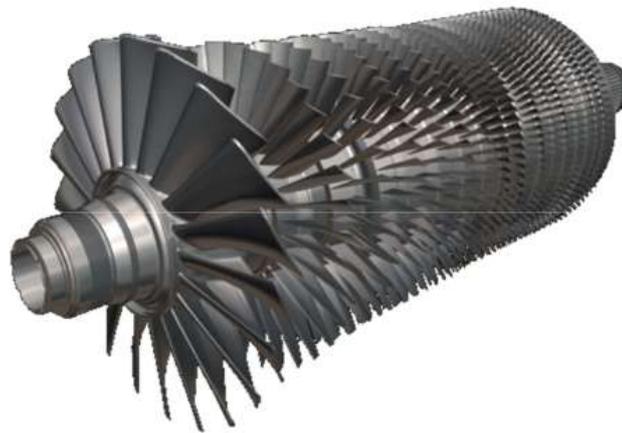


Gambar 2.9 *Compressor section*

(Sumber : GE Power, 2016)

Aksial *flow compressor* terdiri dari dua bagian yaitu:

- *Compressor Rotor Assembly*. Merupakan bagian dari kompresor aksial yang berputar pada porosnya. Rotor ini memiliki 17 tingkat sudu yang mengompresikan aliran udara secara aksial dari 1 atm menjadi 17 kalinya sehingga diperoleh udara yang bertekanan tinggi.



Gambar 2.10 *Compressor Rotor Assembly*

(Sumber : GE Power, 2016)

- *Compressor Stator Assembly*. Merupakan bagian dari *casing* gas turbin yang terdiri dari:
 - *Inlet Casing*, merupakan bagian dari casing yang mengarahkan udara masuk ke inlet bellmouth dan selanjutnya masuk ke inlet guide vane.

- *Forward Compressor Casing*, bagian *casing* yang di dalamnya terdapat empat *stage* kompresor *blade*.
- *Aft Casing*, bagian *casing* yang di dalamnya terdapat *compressor blade* tingkat 5-10.
- *Discharge Casing*, merupakan bagian *casing* yang berfungsi sebagai tempat keluarnya udara yang telah dikompresi.

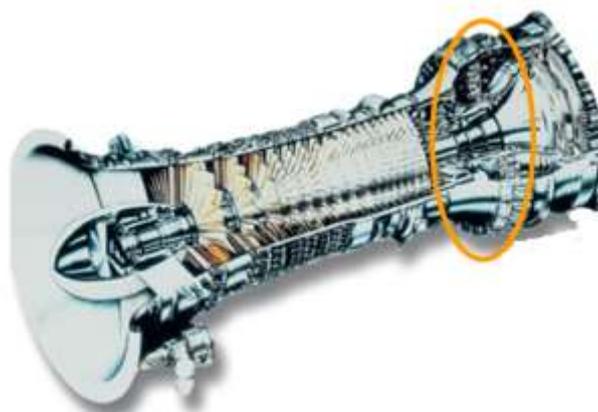


Gambar 2.11 *Compressor Stator Assembly*

(Sumber : GE Power, 2016)

3. *Combustion Section.*

Ruang Bakar adalah ruangan tempat proses terjadinya pembakaran. Energi kimia bahan bakar diubah menjadi *thermal* pada proses pembakaran tersebut.



Gambar 2.12 *Combustion section*

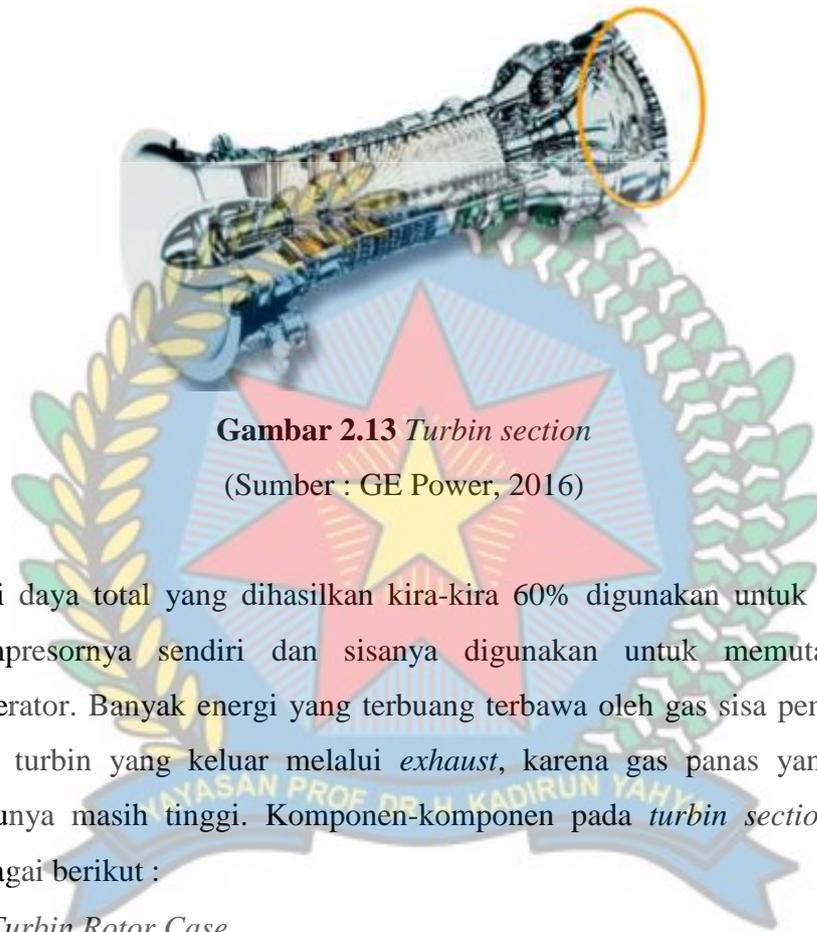
(Sumber : GE Power, 2016)

Pada bagian ini terjadi proses pembakaran antara bahan bakar dengan fluida kerja yang berupa udara bertekanan tinggi dan bersuhu tinggi. Hasil pembakaran ini berupa energi panas yang diubah menjadi energi kinetik dengan mengarahkan udara panas tersebut ke *transition pieces* yang juga berfungsi sebagai *nozzle*. Fungsi dari keseluruhan sistem adalah untuk mensuplai energi panas ke siklus turbin. Sistem pembakaran ini terdiri dari komponen-komponen berikut yang jumlahnya bervariasi tergantung besar frame dan penggunaan turbin gas. Komponen-komponen itu adalah :

- *Combustion Chamber*, berfungsi sebagai tempat terjadinya pencampuran antara udara yang telah dikompresi dengan bahan bakar yang masuk.
- *Combustion Liners*, terdapat didalam *combustion chamber* yang berfungsi sebagai tempat berlangsungnya pembakaran.
- *Fuel Nozzle*, berfungsi sebagai tempat masuknya bahan bakar ke dalam *combustion liner*.
- *Ignitors (Spark Plug)*, berfungsi untuk memercikkan bunga api ke dalam *combustion chamber* sehingga campuran bahan bakar dan udara dapat terbakar.
- *Transition Fieces*, berfungsi untuk mengarahkan dan membentuk aliran gas panas agar sesuai dengan ukuran nozzle dan sudu-sudu turbin gas.
- *Cross Fire Tubes*, berfungsi untuk meratakan nyala api pada semua combustion chamber.
- *Flame Detector*, merupakan alat yang dipasang untuk mendeteksi proses pembakaran terjadi.

4. *Turbin Section.*

Turbin section merupakan tempat terjadinya konversi energi kinetik menjadi energi mekanik. Turbin menghasilkan putaran pada poros untuk menggerakkan kompresor gas turbin dan menggerakkan komponen yang lain. Kekuatan pada putaran poros ini dihasilkan dengan memperluas energi tinggi yang bertekanan ruang bakar melalui *nozzle*, dengan demikian tercapai kecepatan keliling didapat dari dorongan sudu-sudu turbin.



Gambar 2.13 *Turbin section*
(Sumber : GE Power, 2016)

Dari daya total yang dihasilkan kira-kira 60% digunakan untuk memutar kompresornya sendiri dan sisanya digunakan untuk memutar poros generator. Banyak energi yang terbuang terbawa oleh gas sisa pembakaran dari turbin yang keluar melalui *exhaust*, karena gas panas yang keluar suhunya masih tinggi. Komponen-komponen pada *turbin section* adalah sebagai berikut :

- *Turbin Rotor Case*
- *First Stage Nozzle*, yang berfungsi untuk mengarahkan gas panas ke *first stage turbine wheel*.
- *First Stage Turbine Wheel*, berfungsi untuk mengkonversikan energi kinetik dari aliran udara yang berkecepatan tinggi menjadi energi mekanik berupa putaran rotor.
- *Second Stage Nozzle* dan Diafragma, berfungsi untuk mengatur aliran gas panas ke *second stage turbine wheel*, sedangkan diafragma berfungsi untuk memisahkan kedua turbin *wheel*.
- *Second Stage Turbine*, berfungsi untuk memanfaatkan energi kinetik yang masih cukup besar dari first stage turbine untuk menghasilkan kecepatan putar rotor yang lebih besar.

5. *Exhaust Section.*

Exhaust section adalah bagian akhir turbin gas yang berfungsi sebagai saluran pembuangan gas panas sisa yang keluar dari turbin gas. *Exhaust*

section terdiri dari beberapa bagian yaitu *Exhaust Frame Assembly*, dan *Exhaust* gas keluar dari turbin gas melalui *exhaust diffuser* pada *exhaust frame assembly*, lalu mengalir ke *exhaust plenum* dan kemudian didifusikan dan dibuang ke atmosfer melalui *exhaust stack*, sebelum dibuang ke atmosfer gas panas sisa tersebut diukur dengan *exhaust thermocouple* di mana hasil pengukuran ini digunakan juga untuk data pengontrolan temperatur dan proteksi temperatur trip. Pada *exhaust* area terdapat 18 buah *thermocouple* yaitu, 12 buah untuk temperatur kontrol dan 6 buah untuk temperatur trip.



Gambar 2.14 *Exhaust section*

(Sumber : GE Power, 2016)

2.4 Faktor Keandalan

Keandalan merupakan peluang dari suatu peralatan untuk beroperasi seperti yang direncanakan dengan baik dalam selang waktu tertentu dan berada dalam suatu kondisi operasi tertentu. Pengamatan terhadap kondisi operasi suatu komponen sistem tenaga listrik yang dilakukan dalam selang waktu tertentu, pada umumnya dalam kurun waktu satu tahun. Konsep keandalan terdapat istilah ketersediaan (*availability*) dan ketidaktersediaan (*unavailability*) yang merupakan hasil dari pengamatan dalam selang waktu tertentu terhadap suatu kondisi operasi dalam sistem tenaga.

Ketersediaan dalam hal ini merupakan perbandingan antara waktu total suatu sistem tenaga listrik dalam selang waktu tertentu ketika beroperasi dengan baik seperti yang direncanakan terhadap waktu total pengamatan. Sedangkan ketidaktersediaan merupakan perbandingan antara waktu total sistem tenaga listrik yang tidak beroperasi terhadap waktu total pengamatan

Tujuan dari sistem tenaga listrik adalah untuk membangkitkan energi listrik yang mengirim dan menyalurkan ke jaringan luas agar dapat dinikmati oleh konsumen. Keandalan sistem tenaga listrik menjadi suatu hal yang penting sebagai kemampuan sistem untuk menjalankan fungsinya dengan baik. Terdapat empat faktor yang berhubungan dengan keandalan, yaitu probabilitas (kemungkinan), Unjuk Kerja (bekerja sesuai fungsinya), periode waktu dan kondisi operasi, yang dijelaskan sebagai berikut :

1. Probabilitas

Peluang atau probabilitas dipergunakan untuk menentukan secara kuantitatif dari suatu keandalan. Kegagalan ataupun kesuksesan dari suatu peralatan merupakan sesuatu yang dapat ditentukan dari historis peralatan pada masa lalu. Hal ini dapat dilihat dari beban sistem tersebut. Perkiraan beban yang ditentukan dari historis dimasa lalu dan dengan tambahan perkiraan pertumbuhan beban untuk masa depan.

2. Unjuk Kerja / Bekerja sesuai fungsinya

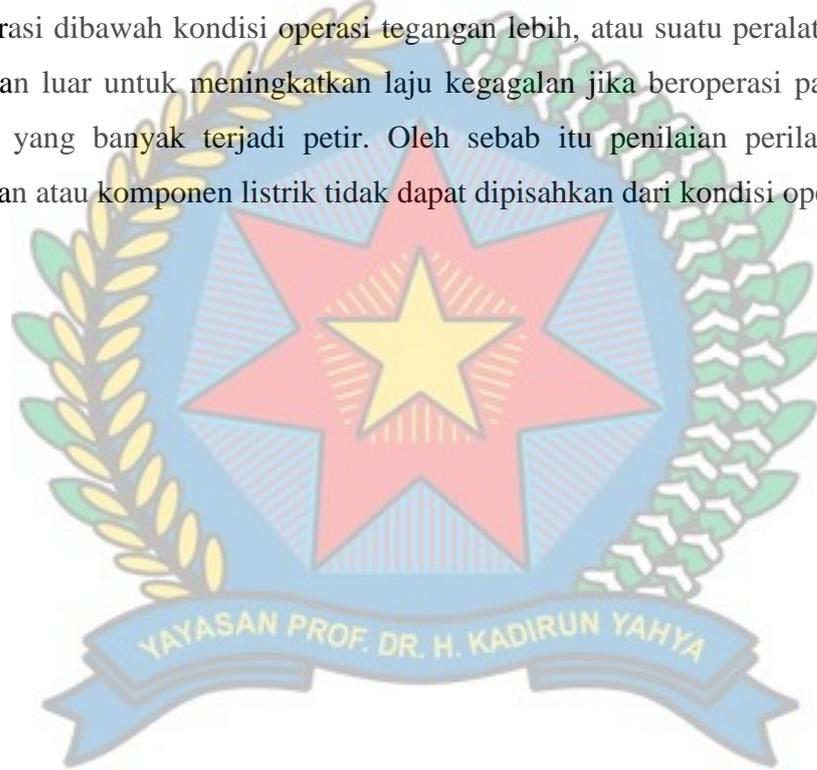
Unjuk kerja dari suatu peralatan merupakan kriteria kegagalan dari suatu peralatan dalam melakukan tugasnya. Hal ini ditentukan dari standar-standar tertentu yang telah ditentukan, misalnya variasi tegangan atau variasi frekuensi.

3. Selang Waktu Pengamatan

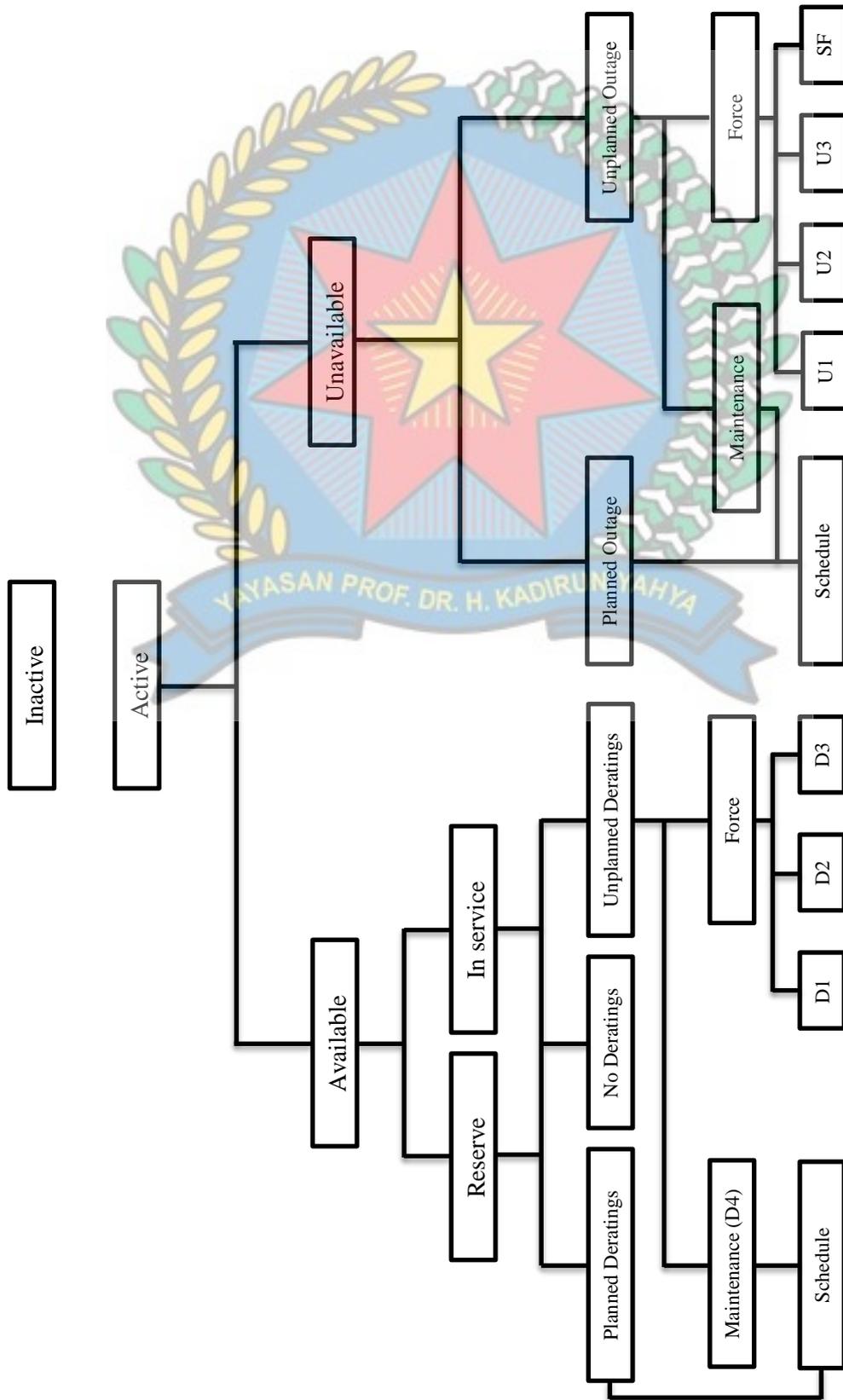
Selang waktu pengamatan adalah total waktu yang diamati pada suatu peralatan atau komponen sistem tenaga. Peninjauan dari sistem tenaga biasanya menggunakan periode satu tahun. Peninjauan-peninjauan yang dilakukan terhadap peralatan dinilai dalam ukuran per tahun dan dianggap berlaku selama satu tahun, meskipun pengambilan datanya dilakukan dalam selang waktu lebih dari satu tahun. Oleh karena itu, perhitungan keandalan dinilai dalam ukuran pertahun.

4. Kondisi Operasi

Kondisi operasi adalah kondisi dimana suatu peralatan beroperasi. Kondisi operasi suatu peralatan dapat berbeda-beda. Misalnya suatu generator beroperasi dibawah kondisi operasi tegangan lebih, atau suatu peralatan listrik pasangan luar untuk meningkatkan laju kegagalan jika beroperasi pada suatu daerah yang banyak terjadi petir. Oleh sebab itu penilaian perilaku suatu peralatan atau komponen listrik tidak dapat dipisahkan dari kondisi operasinya.



2.5 Status Unit Pembangkit



Gambar 2.14 Pengelompokan status unit

Dua kategori utama status unit pembangkit ditunjukkan pada Gambar 2.14 yaitu *Active* dan *Inactive*. *Inactive* didefinisikan sebagai status unit tidak siap operasi untuk jangka waktu lama, karena unit dikeluarkan untuk alasan ekonomi atau alasan lainnya yang tidak berkaitan dengan peralatan/instalasi pembangkit. Dalam status ini, unit pembangkit memerlukan persiapan beberapa minggu untuk dapat siap operasi. Status unit *Active* terdiri dari berbagai status operasi unit pembangkit dengan rincian hingga empat tingkatan.

2.5.1 *Outage*

Outage terjadi apabila suatu unit tidak sinkron ke jaringan dan bukan dalam status *Reserve Shutdown*. Suatu *outage* dimulai ketika unit dikeluarkan dari jaringan atau pindah status, misalnya dari status *Reserve Shutdown* menjadi *Maintenance Outage*. *Outage* berakhir ketika unit terhubung ke jaringan atau pindah ke status lain.

Status *outage* dibedakan dalam beberapa jenis status sebagai berikut:

1. *Planned Outage* (PO) yaitu keluarnya pembangkit akibat adanya pekerjaan pemeliharaan periodik pembangkit seperti inspeksi, *overhaul* atau pekerjaan lainnya yang sudah dijadwalkan sebelumnya dalam rencana tahunan pemeliharaan pembangkit atau sesuai rekomendasi pabrikan.
2. *Maintenance Outage* (MO) yaitu keluarnya pembangkit untuk kebutuhan pengujian, pemeliharaan preventif, pemeliharaan korektif, perbaikan atau penggantian *part/material* atau pekerjaan lainnya pada pembangkit yang dianggap perlu dilakukan dan tidak dapat ditunda pelaksanaannya hingga jadwal PO berikutnya dan telah dijadwalkan dalam Rencana Operasi Mingguan (ROM) berikutnya.
3. *Forced Outage* (FO) yaitu keluarnya pembangkit akibat adanya kondisi darurat pada pembangkit atau adanya gangguan yang tidak diantisipasi sebelumnya serta yang tidak digolongkan ke dalam MO atau PO. *Forced Outage* dibagi menjadi :
 - U1 - *Unplanned (Forced) Outage – Immediate* adalah *outage* yang memerlukan keluarnya pembangkit dengan segera baik dari kondisi operasi, RSH atau status *outage* lainnya. Jenis *outage* ini diakibatkan

oleh kontrol mekanik/*electrical/hydraulic* unit pembangkit trip atau ditripkan oleh operator sebagai respon atas alarm unit.

- U2 - *Unplanned (Forced) Outage - Delayed* adalah *outage* yang tidak memerlukan unit pembangkit untuk keluar segera dari sistem tetapi dapat diundur paling lama dalam enam jam. *Outage* jenis ini hanya dapat terjadi pada saat unit dalam keadaan terhubung ke jaringan.
- U3 - *Unplanned (Forced) Outage — Postponed* adalah *outage* yang dapat diundur lebih dari enam jam. *Outage* jenis ini hanya dapat terjadi pada saat unit dalam keadaan terhubung jaringan.
- *Startup Failure (SF)* yaitu *outage* yang terjadi ketika suatu unit tidak mampu sinkron dalam waktu start up yang ditentukan setelah dari status *outage* atau RSH.

Periode *startup* untuk masing-masing unit ditentukan oleh perusahaan pembangkit. Hal ini tergantung pada kondisi unit ketika *startup* (panas, dingin, *standby*, dll.). Periode *startup* dimulai dari perintah *start* dan berakhir ketika unit sinkron. SF berakhir ketika unit sinkron, SF lainnya terjadi, atau unit berubah status ke yang lainnya.

2.5.2 Derating

Derating terjadi apabila daya keluaran (MW) unit dibatasi lebih rendah dari DMN-nya. Jika derating kurang dari 2% terhadap DMN dan kurang dari 30 menit maka dianggap tidak derating. Derating digolongkan menjadi beberapa kategori sebagai berikut :

- PD - *Planned Derating* adalah derating yang dijadwalkan sebelumnya dan durasinya sudah ditentukan. Derating berkala untuk pengujian, seperti *test klep* turbin mingguan, bukan merupakan PD, tetapi MD (D4).
- MD (D4) - *Maintenance Derating* adalah derating yang dapat ditunda melampaui akhir periode operasi mingguan, tetapi memerlukan pengurangan kapasitas sebelum PO berikutnya. D4 dapat mempunyai

tanggal mulai yang fleksibel, dan boleh mempunyai atau boleh tidak mempunyai suatu periode yang ditentukan.

- DE – *Derating Extension* adalah perpanjangan dari PD atau MD (D4) melampaui tanggal penyelesaian yang diperkirakan. DE hanya digunakan apabila lingkup pekerjaan yang awal memerlukan waktu lebih untuk menyelesaikan pekerjaannya dibanding waktu yang telah dijadwalkan. DE tidak digunakan dalam kejadian dimana ada keterlambatan atau permasalahan tak diduga diluar lingkup pekerjaan awalsehingga unit tersebut tidak mampu untuk mencapai beban penuh setelah akhir tanggal PD atau D4 yang diperkirakan. DE harus mulai pada waktu (bulan/hari/jam/menit) saat PD atau D4 direncanakan berhasil.
- FD1 (D1) - *Unplanned (Forced) Derating - Immediate* adalah derating yang memerlukan penurunan kapasitas segera (tidak dapat ditunda).
- FD2 (D2) - *Unplanned (Forced) Derating - Delayed* adalah derating yang tidak segera tetapi dapat ditunda dalam waktu enam jam.
- FD3 (D3) - *Unplanned (Forced) Derating - Postponed* adalah derating yang dapat ditunda lebih dari enam jam sampai dengan sebelum akhir pekan berikutnya.

Derating saat unit startup

Tiap unit mempunyai waktu standar atau waktu normal untuk mencapai beban penuh setelah/dari keadaan *outage*. Jika suatu unit dalam proses startup dari kondisi *outage* berhasil mencapai ke tingkat beban penuh, atau ke tingkat beban yang ditentukan, dalam waktu normal, maka tidak ada derating pada unit. Jika unit memerlukan waktu lebih panjang dibanding waktu start up normal untuk mencapai beban penuh, atau mencapai beban yang ditentukan fungsi pengatur beban, maka unit dianggap mengalami derating. Kapasitas unit pada akhir periode normal akan menentukan derate, dan derate ini akan terus berlangsung sampai unit dapat mencapai kemampuan beban penuh atau tingkat beban yang ditentukan fungsi pengatur beban. Derating tidak dilaporkan jika disebabkan oleh kondisi lingkungan dan permintaan fungsi pengatur beban.

2.5.3 Reserve Shutdown

Reserve Shutdown - RS adalah suatu kondisi apabila unit siap operasi namun tidak disinkronkan ke sistem karena beban sistem yang rendah. Kondisi ini dikenal juga sebagai *economy outage* atau *economy shutdown*. Jika suatu unit keluar karena permasalahan peralatan, baik unit diperlukan atau tidak diperlukan oleh sistem, maka kondisi ini dianggap sebagai sebagai FO, MO, atau PO, bukan sebagai *reserve shutdown* (RS). Pada saat unit sedang dalam status RS, seringkali pekerjaan pemeliharaan dilakukan yang menyebabkan unit *outage* atau derating ketika diminta sinkron ke sistem. Jika pekerjaan pemeliharaan tidak dapat dihentikan atau diselesaikan, maka status RS berubah menjadi *outage* atau derating.

2.6 Indeks Kinerja Pembangkit

Informasi mengenai Indeks Kinerja Pembangkit (IKP) sangat diperlukan dalam perencanaan sistem (*system planning*) dan operasi sistem (*system operation*) ketenagalistrikan. Operator sistem akan menggunakan informasi tersebut sebagai dasar dalam pengambilan keputusan perintah dispatch. Akurasi tingkat sekuriti dan keandalan sistem akan tergantung kepada kebenaran dari informasi tentang kondisi dan kesiapan pembangkit tersebut berdasarkan nilai indeks kinerja pembangkit (IKP).

Adapun indikator yang digunakan dalam menetapkan IKP adalah sebagai berikut :

2.6.1 Availability Factor (AF)

Availability Factor (AF) adalah rasio antara jumlah jam unit pembangkit siap beroperasi terhadap jumlah jam dalam satu periode tertentu. Besaran ini menunjukkan persentase kesiapan unit pembangkit untuk dioperasikan pada satu periode tertentu. *Availability Factor* (AF) dinyatakan dalam rumus berikut :

$$\text{Availability Factor (AF)} = \frac{AH}{PH} \times 100\% \dots\dots\dots (1)$$

Keterangan :

1. *Available Hours* (AH) adalah jumlah jam unit pembangkit siap dioperasikan yaitu *Service Hours* ditambah *Reserve Shutdown Hours*.
 - *Service Hours* (SH) adalah jumlah jam operasi unit pembangkit tersambung ke jaringan transmisi, baik pada kondisi operasi normal maupun kondisi derating.
 - *Reserve Shutdown Hours* (RSH) adalah jumlah jam unit pembangkit dalam keadaan siap beroperasi tetapi tidak sinkron ke transmisi karena alasan ekonomi dan atau beban sistem rendah.
2. *Period Hours* (PH) adalah total jumlah jam dalam suatu periode tertentu yang sedang diamati selama unit dalam status aktif.
3. *Forced Outage Hours* (FOH) adalah jumlah jam unit keluar paksa sebagai akibat dari gangguan *unplanned forced outages* (U1, U2, U3) ditambah *startup failures* (SF)

2.6.2 *Equivalent Availability Factor* (EAF)

Equivalent Availability Factor (EAF) adalah *Equivalent Availability Factor* yang telah memperhitungkan dampak dari derating pembangkit.

$$\text{Equivalent Availability Factor (EAF)} = \frac{AH - (EFDH + EMDH + EPDH + ESEDH)}{PH} \times 100\% \dots\dots (2)$$

Keterangan :

1. *Equivalent Forced Derated Hours* (EFDH) adalah perkalian antara jumlah jam unit pembangkit derating secara paksa (*forced derating*: D1, D2, D3) dengan besar derating dibagi DMN. Setiap kejadian *Forced Derating* (D1, D2, D3) dikonversi menjadi jam *equivalent full outage*, yang diperoleh dengan cara mengalikan durasi derating aktual (jam) dengan besar derating [MW] dan membagi perkalian tersebut dengan DMN pembangkit [MW]. Semua jam ekivalen ini kemudian dapat dijumlahkan.
2. *Equivalent Planned Derated Hours* (EPDH) adalah perkalian antara jumlah jam unit pembangkit derating terencana (*Planned Derating*) termasuk *Extension* (DE) dan besar derating dibagi dengan DMN.

Setiap kejadian derating terencana (PD dan DE) dikonversi menjadi jam ekivalen full outage, yang diperoleh dengan cara mengalikan durasi derating aktual (jam) dengan besar MW derating dan membagi perkalian tersebut dengan DMN pembangkit (MW). Semua jam ekivalen ini kemudian dapat dijumlahkan.

3. *Equivalent Seasonal Derated Hours* (ESEDH) adalah perkalian antara MW derating unit pembangkit akibat pengaruh cuaca/musim dengan jumlah jam unit pembangkit siap dibagi dengan DMN.

2.6.3 *Service Factor* (SF)

Service Factor (SF) adalah rasio dari jumlah jam unit pembangkit beroperasi terhadap jumlah jam dalam satu periode tertentu. Besaran ini menunjukkan persentase jumlah jam unit pembangkit beroperasi pada satu periode tertentu.

$$\text{Service Factor (SF)} = \frac{SH}{PH} \times 100\% \dots\dots\dots(3)$$

Keterangan :

Service Hours (SH) adalah jumlah jam operasi unit pembangkit tersambung ke jaringan transmisi, baik pada kondisi operasi normal maupun kondisi derating.

2.6.4 *Scheduled Outage Factor* (SOF)

Scheduled Outage Factor (SOF) adalah rasio dari jumlah jam unit pembangkit keluar terencana (*planned outage*) terhadap jumlah jam dalam satu periode. Besaran ini menunjukkan persentase ketidaksiapan unit pembangkit akibat pelaksanaan pemeliharaan, inspeksi dan *overhaul* pada suatu periode tertentu.

$$\text{Scheduled Outage Factor (SOF)} = \frac{POH + MOH}{PH} \times 100\% \dots\dots\dots(4)$$

Keterangan :

1. *Planned Outage Hours* (POH) adalah jumlah jam unit tidak dapat beroperasi sebagai akibat dari *Planned Outage* untuk pelaksanaan pemeliharaan, inspeksi dan *overhaul*, yang telah dijadwalkan jauh hari sebelumnya ditambah *Scheduled Outage Extensions* (SE) dari *Planned Outages* (PO).
2. *Maintenance Outage Hours* (MOH) adalah jumlah jam unit tidak dapat beroperasi sebagai akibat dari keluar pemeliharaan karena *Maintenance Outages* (MO) ditambah *Scheduled Outage Extensions* (SE) dari *Maintenance Outages* (MO).
3. *Planned Outage Factor* (POF) adalah rasio jumlah jam unit pembangkit keluar terencana (*planned outage*) terhadap jumlah dalam satu periode. Besaran ini menunjukkan persentase kondisi unit pembangkit akibat pelaksanaan pemeliharaan, inspeksi dan *overhaul* pada suatu periode tertentu.
4. *Maintenance Outage Factor* (MOF) adalah rasio dari jumlah jam unit pembangkit keluar terencana (*maintenance outage*) terhadap jumlah jam dalam satu periode. Besaran ini menunjukkan persentase kondisi unit pembangkit akibat pelaksanaan perbaikan pada suatu periode tertentu.

2.6.5 *Forced Outage Rate* (FOR)

Forced Outage Rate (FOR) adalah jumlah jam unit pembangkit dikeluarkan dari sistem (keluar paksa) dibagi jumlah jam unit pembangkit dikeluarkan dari sistem ditambah jumlah jam unit pembangkit beroperasi, yang dinyatakan dalam persen.

$$\text{Forced Outage Rate (FOR)} = \frac{FOH}{FOH + SH + \text{Synchronous Hours}} \times 100\% \dots\dots\dots (5)$$

Keterangan :

1. *Forced Outage Hours* (FOH) adalah jumlah jam unit keluar paksa sebagai akibat dari gangguan *Unplanned (Forced) Outages* (U1, U2, U3) ditambah *Startup Failures* (SF).

2. Sync hours adalah jumlah jam unit dalam kondisi kondensasi.

2.6.6 *Equivalent Forced Outage Rate (EFOR)*

Equivalent Forced Outage Rate (EFOR) adalah *Forced Outage Rate* yang telah memperhitungkan dampak dari derating pembangkit.

$$\text{Equivalent Forced Outage Rate (EFOR)} = \frac{FOH + EFDH}{FOH + SH + \text{Synchr Hrs} + EFDHRS} \times 100\% \dots\dots\dots (6)$$

Keterangan :

1. *Equivalent Forced Derated Hours during Reserve Shutdown (EFDHRS)* adalah perkalian antara jumlah jam unit pembangkit *forced derating* (D1, D2, D3) selama *reserve shutdown* dan besar derating dibagi dengan DMN. Setiap kejadian *forced derating* (D1, D2, D3) selama *reserve shutdown* dikonversi menjadi jam ekuivalen full outage, yang diperoleh dengan cara mengalikan durasi derating aktual (jam) dengan besar derating (MW) dan membagi perkalian tersebut dengan DMN pembangkit (MW). Semua jam ekuivalen ini kemudian dapat dijumlahkan.
2. *Force Outage Factor (FOF)* adalah jumlah jam unit pembangkit keluar paksa (FOH) terhadap jam dalam satu periode. Besaran ini menunjukkan persentase kondisi unit pembangkit akibat FO pada suatu periode tertentu.

3.3 Metode Pengumpulan Data

Pada penelitian ini pengumpulan data dilakukan metode observasi dan studi literatur.

a. Metode Observasi

Penulis melakukan observasi di PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli dengan mengumpulkan dan mempelajari data operasi harian PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli sepanjang tahun 2018-2019, yang meliputi data jam operasi, jam standby, jam pemeliharaan, jam derating dan jam gangguan tiap bulan pada unit pembangkit. Selain itu penulis melakukan observasi terkait data gangguan dan pemeliharaan yang dapat mempengaruhi indeks kinerja pembangkit tiap bulan dan data target operasi PLTG MPP 1x25 MW berdasarkan target rencana kerja dan anggaran perusahaan (RKAP) PT Pelayanan Listrik Nasional Batam tahun 2018 – 2019.

b. Studi literasi

Penulis mengumpulkan beberapa literatur yang terkait materi skripsi yang sedang diteliti penulis. Data tersebut diperoleh dari manual book, e-book, jurnal ilmiah, dan beberapa karya ilmiah terkait penelitian yang dilakukan penulis.

3.4 Metode Analisa Data

Data yang diperoleh akan dievaluasi sesuai dengan tujuan penulisan skripsi ini dengan melakukan perhitungan indeks kinerja pembangkit pada PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli.

3.4.1 Software Penelitian

Software yang dipakai untuk pengolahan dan analisa data pada penelitian ini adalah *Microsoft Excel*, digunakan sebagai pengolah data tabel dan grafik. Untuk menyajikan nilai *derating* dan *outage* pada unit pembangkit akan dilakukan dengan membuat tabel dan grafik perbandingan *Availability Factor* (AF) dan *Equivalent*

Availability Factor (EAF), Scheduled Outage Factor (SOF), Forced Outage Rate (FOR) dan Equivalent Forced Outage Rate (EFOR).

3.4.2 Parameter Penelitian

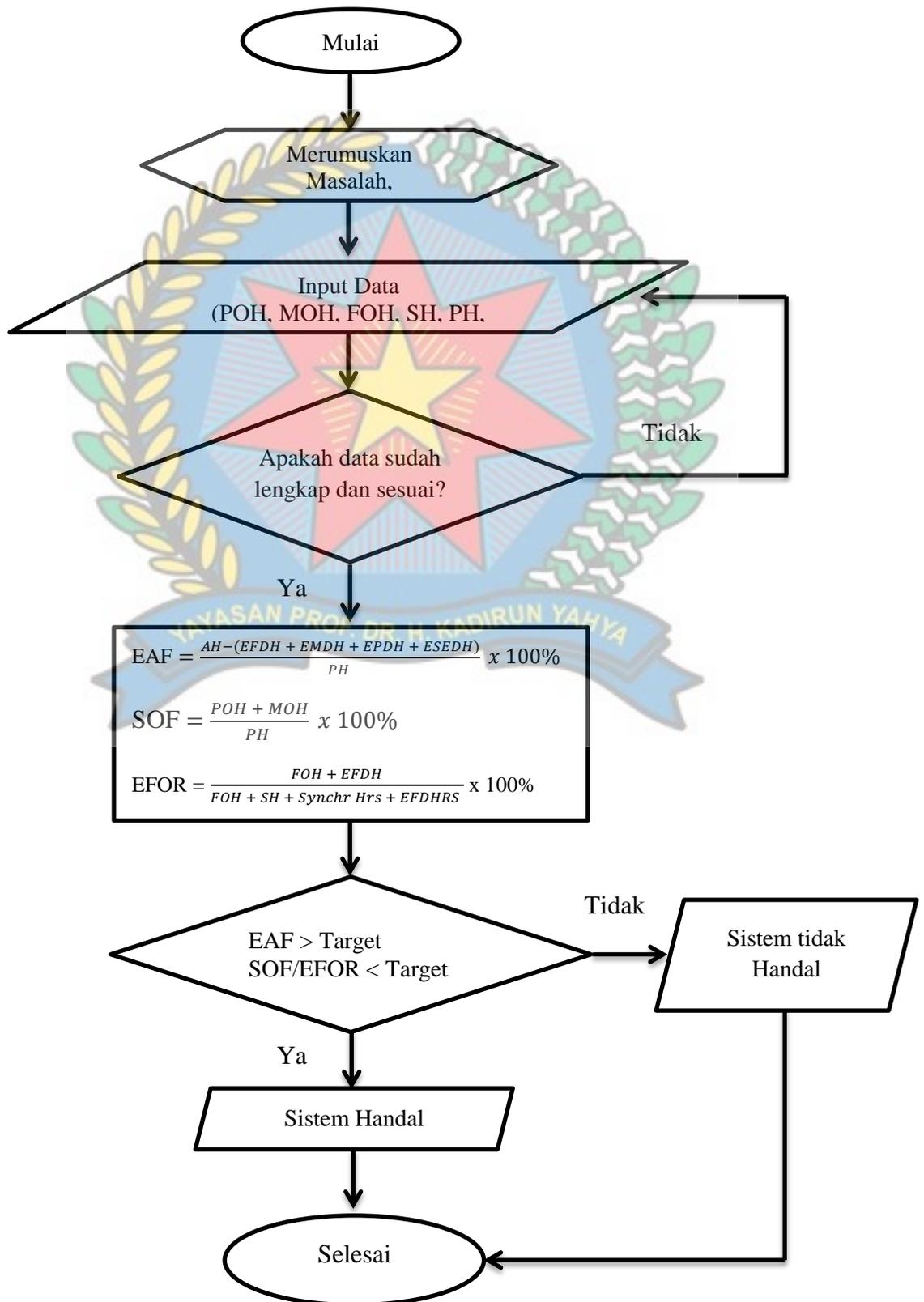
Untuk menghitung nilai indeks kinerja pembangkit dalam penelitian ini digunakan beberapa parameter antara lain :

- *Available Hours (AH)*
- *Period Hours (PH)*
- *Planned Outage Hours (POH)*
- *Maintenance Outage Hours (MOH)*
- *Forced Outage Hours (FOH)*
- *Equivalent Forced Derated Hours (EFDH)*
- *Equivalent Maintenance Derated Hours (EMDH)*
- *Equivalent Planned Derated Hours (EPDH)*
- *Equivalent Seasonal Derated Hours (ESDH)*
- *Synchronous Hours*
- *Equivalent Forced Derated Hours during Reserve Shutdown (EFDHRS)*
- Daya Mampu Netto (DMN)

Parameter tersebut kemudian digunakan untuk menghitung nilai Equivalent Availability Factor (EAF), *Scheduled Outage Factor (SOF)* dan *Equivalent Forced Outage Rate (EFOR)*.

3.5 Flowchart

Flowchart pada skripsi ini berisi tentang kerangka berpikir dan langkah-langkah yang digunakan penulis dalam proses analisis tingkat keandalan pembangkit mulai dari perumusan masalah, studi literatur, input data, perhitungan indeks kinerja pembangkit, perbandingan dengan target operasi, hingga penulis memperoleh hasil penelitian.



Gambar 3.1 Flowchart proses analisis tingkat keandalan pembangkit

BAB IV

ANALISIS DATA

4.1 *Equivalent Availability Factor (EAF)*

Perhitungan indeks kinerja pembangkit yang dipengaruhi gangguan (*outage*) dan penurunan kapasitas (*derating*) pada PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli dapat diketahui dengan menghitung nilai *Equivalent Availability Factor (EAF)* yang didasarkan pada nilai indeks kinerja pembangkit yang mengacu pada standar yang dibuat oleh PT. PLN (Persero) yang tertuang dalam dokumen SPLN K.7.001 : 2007 dan Protap Deklarasi Kondisi Pembangkit dan Indeks Kinerja Pembangkit PT. PLN (Persero).

Perhitungan dilakukan dengan menggunakan data operasi harian PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli tahun 2018 – 2019. Nilai *Equivalent Availability Factor (EAF)* akan dibandingkan dengan nilai *Availability Factor (AF)* untuk mengetahui dampak derating pada unit pembangkit. Kemudian Nilai *Equivalent Availability Factor (EAF)* akan dibandingkan dengan target rencana kerja dan anggaran perusahaan (RKAP) PT Pelayanan Listrik Nasional Batam yang digunakan sebagai acuan untuk mengetahui realisasi pencapaian kinerja operasional PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli tahun 2018 – 2019.

Untuk mengetahui nilai *Equivalent Availability Factor (EAF)* dapat dilakukan dengan menentukan jam derating pada unit terlebih dahulu. Jumlah jam derating pada unit dapat diketahui dengan memperhatikan nilai – nilai D1, D2, D3, D4 , DE, PD, DE, SEDH, daya derating dan DMN pada unit pembangkit. Pada tabel dibawah ini adalah nilai jam derating pada PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli selama tahun 2018 - 2019.

Tabel 4.1 Data jam *derating* tahun 2018

Bulan	D1,D2,D3	D4,DE	PD,DE	SEDH	Daya Derating	DMN
Januari	0	0	0	0	0	25000
Februari	0	0	0	0	0	25000
Maret	0	0	0	0	0	25000
April	0	0	0	0	0	25000
Mei	0	0	0	0	0	25000
Juni	0	0	0	0	0	25000
Juli	0	0	0	0	0	25000
Agustus	0	0	0	0	0	25000
September	0	0	0	0	0	25000
Oktober	0	0	0	0	0	25000
November	0	0	0	0	0	25000
Desember	0	0	0	0	0	25000
Rata-rata	0	0	0	0	0	25000

Tabel 4.2 Data jam *derating* tahun 2019

Bulan	D1,D2,D3	D4,DE	PD,DE	SEDH	Daya Derating	DMN
Januari	0	0	0	0	0	25000
Februari	0	0	0	0	0	25000
Maret	0	0	0	0	0	25000
April	0	0	0	0	0	25000
Mei	0	0	0	0	0	25000
Juni	0	0	0	0	0	25000
Juli	0	0	0	0	0	25000
Agustus	0	0	0	0	0	25000
September	0	0	0	0	0	25000
Oktober	0	0	0	0	0	25000
November	0	0	0	0	0	25000
Desember	0	0	0	0	0	25000
Rata-rata	0	0	0	0	0	25000

Setelah menentukan jam derating pada unit pembangkit, maka dilakukan perhitungan pada parameter – parameter nilai derating. Parameter - parameter tersebut dapat dihitung dengan menggunakan data jam derating tahun 2018 – 2019. Parameter-parameter yang digunakan dalam perhitungan *Equivalent Availability Factor* (EAF) yaitu PH, AH, EFDH, EMDH, EPDH dan ESEDH. Berikut ini adalah perhitungan pada parameter – parameter nilai derating tahun 2018 - 2019.

Diketahui :

Data derating unit pembangkit bulan Januari tahun 2018.

$$D1 = 0$$

$$D2 = 0$$

$$D3 = 0$$

$$D4 = 0$$

$$DE = 0$$

$$PE = 0$$

$$DE = 0$$

$$SEDH = 0$$

$$DMN = 25000$$

$$\text{Daya Derating} = 0$$

Maka,

$$\text{Available Hours (AH)} = 718,57 \text{ Jam}$$

$$\text{Equivalent Forced Derated Hours (EFDH)} = \frac{(D1 + D2 + D3) \times MW \text{ Derating}}{DMN}$$

$$= \frac{(0 + 0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}}$$

$$= 0 \text{ Jam}$$

$$\text{Equivalent Planned Derated Hours (EPDH)} = \frac{(PD + DE) \times MW \text{ Derating}}{DMN}$$

$$= \frac{(0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}}$$

$$= 0 \text{ Jam}$$

$$\begin{aligned} \text{Equivalent Maintenance Derated Hours (EMDH)} &= \frac{(D4 + DE) \times \text{MW Derating}}{DMN} \\ &= \frac{(0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}} \\ &= 0 \text{ Jam} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Equivalent Seasonal Derated Hours (ESEDH)} &= \frac{(D1 + D2 + D3) \times \text{MW Derating}}{DMN} \\ &= \frac{(0 + 0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}} \\ &= 0 \text{ Jam} \end{aligned}$$

$$\text{Period Hours (PH)} = 744 \text{ Jam (31 hari)}$$

Tabel dibawah ini menunjukkan nilai parameter - parameter derating setelah perhitungan jam derating pada PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli pada tahun 2018 – 2019.

Tabel 4.3 Data perhitungan nilai derating tahun 2018

Bulan	PH	AH	EFDH	EMDH	EPDH	ESEDH
Januari	744,00	718,57	0,00	0,00	0,00	0,00
Februari	672,00	672,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Maret	744,00	744,00	0,00	0,00	0,00	0,00
April	720,00	711,83	0,00	0,00	0,00	0,00
Mei	744,00	735,62	0,00	0,00	0,00	0,00
Juni	720,00	713,47	0,00	0,00	0,00	0,00
Juli	744,00	717,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Agustus	744,00	647,07	0,00	0,00	0,00	0,00
September	720,00	689,62	0,00	0,00	0,00	0,00
Oktober	744,00	733,25	0,00	0,00	0,00	0,00
November	720,00	715,55	0,00	0,00	0,00	0,00
Desember	744,00	736,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	8760,00	8533,97	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabel 4.4 Data perhitungan nilai derating tahun 2019

Bulan	PH	AH	EFDH	EMDH	EPDH	ESEDH
Januari	744,00	738,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Februari	672,00	672,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Maret	744,00	648,47	0,00	0,00	0,00	0,00
April	720,00	715,27	0,00	0,00	0,00	0,00
Mei	744,00	742,85	0,00	0,00	0,00	0,00
Juni	720,00	705,77	0,00	0,00	0,00	0,00
Juli	744,00	743,23	0,00	0,00	0,00	0,00
Agustus	744,00	730,82	0,00	0,00	0,00	0,00
September	720,00	711,82	0,00	0,00	0,00	0,00
Oktober	744,00	696,62	0,00	0,00	0,00	0,00
November	720,00	661,95	0,00	0,00	0,00	0,00
Desember	744,00	744,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	8760,00	8510,78	0,00	0,00	0,00	0,00

Nilai *Equivalent Availability Factor* (EAF) didapatkan dari perbandingan jumlah jam unit pembangkit siap beroperasi (kondisi operasi/standby) terhadap jumlah jam dalam satu periode tertentu yang sudah memperhitungkan dampak *derating*. Besaran ini menunjukkan persentase kesiapan unit pembangkit untuk dioperasikan pada satu periode tertentu. Nilai *Equivalent Availability Factor* (EAF) sepanjang tahun 2018 dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (2).

$$\text{Equivalent Availability Factor (EAF)} = \frac{AH - (EFDH + EMDH + EPDH + ESEDH)}{PH} \times 100\% \quad (2)$$

Diketahui :

Data unit pembangkit bulan Januari tahun 2018.

Maka,

$$\begin{aligned} \text{Availability Factor (AF)} &= \frac{AH}{PH} \times 100\% \\ &= \frac{715,57 \text{ Jam}}{744 \text{ Jam}} \times 100\% \\ &= 96,58 \% \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Equivalent Availability Factor (EAF)} &= \frac{AH - (EFDH + EMDH + EPDH + ESEDH)}{PH} \times 100\% \\
 &= \frac{(715,57 - (0 + 0 + 0 + 0)) \text{ Jam}}{744 \text{ Jam}} \times 100\% \\
 &= 96,58 \%
 \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil perhitungan diatas didapatkan nilai *Equivalent Availability Factor* (EAF) adalah 96,58% menunjukkan bahwa selama satu periode (1 bulan) telah terjadi gangguan (FO) dan pemeliharaan (MO/PO) pada unit pembangkit. Nilai *Availability Factor* (AF) sama dengan nilai *Equivalent Availability Factor* (EAF) menunjukkan bahwa gangguan (FO) dan pemeliharaan (MO/PO) yang terjadi tidak menyebabkan derating pada unit pembangkit.

Untuk mengetahui nilai *Equivalent Availability Factor* (EAF) selama tahun 2018 dapat dilakukan dengan menghitung total akumulasi data derating tahun 2018. Nilai *Equivalent Availability Factor* (EAF) selama tahun 2018 (1 tahun) dapat dilihat pada perhitungan dibawah ini :

Diketahui :

Data unit pembangkit bulan Januari – Desember tahun 2018.

$$\begin{aligned}
 \text{Available Hours (AH)} &= 8533,97 \text{ Jam (1 tahun)} \\
 \text{Equivalent Forced Derated Hours (EFDH)} &= \frac{(D1 + D2 + D3) \times MW \text{ Derating}}{DMN} \\
 &= \frac{(0 + 0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}} \\
 &= 0 \text{ Jam (1 tahun)} \\
 \text{Equivalent Planned Derated Hours (EPDH)} &= \frac{(PD + DE) \times MW \text{ Derating}}{DMN} \\
 &= \frac{(0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}} \\
 &= 0 \text{ Jam (1 tahun)} \\
 \text{Equivalent Maintenance Derated Hours (EMDH)} &= \frac{(D4 + DE) \times MW \text{ Derating}}{DMN} \\
 &= \frac{(0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}} \\
 &= 0 \text{ Jam (1 tahun)} \\
 \text{Equivalent Seasonal Derated Hours (ESEDH)} &= \frac{(D1 + D2 + D3) \times MW \text{ Derating}}{DMN}
 \end{aligned}$$

$$= \frac{(0 + 0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}}$$

$$= 0 \text{ Jam}$$

Period Hours (PH)

$$= 8760 \text{ Jam (1 tahun)}$$

Sehingga :

$$\text{Availability Factor (AF)} = \frac{AH}{PH} \times 100\%$$

$$= \frac{8533,97 \text{ Jam}}{8760 \text{ Jam}} \times 100\%$$

$$= 97,42 \%$$

$$\text{Equivalent Availability Factor (EAF)} = \frac{AH - (EFDH + EMDH + EPDH + ESEDH)}{PH} \times 100\%$$

$$= \frac{(8533,97 - (0 + 0 + 0 + 0)) \text{ Jam}}{8760 \text{ Jam}} \times 100\%$$

$$= 97,42 \%$$

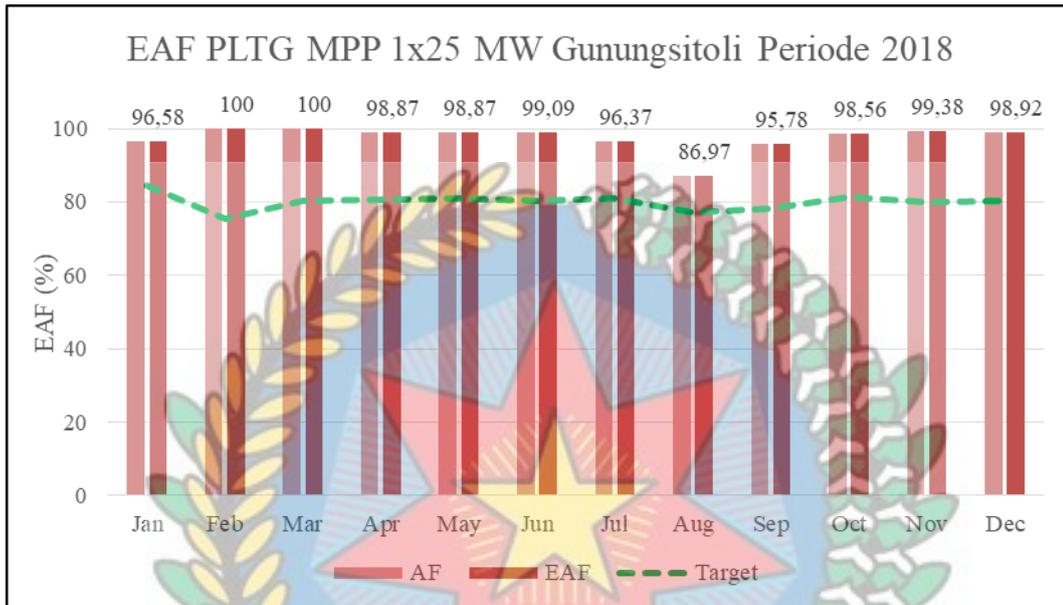
Berdasarkan hasil perhitungan diatas didapatkan nilai *Equivalent Availability Factor* (EAF) mencapai 97,42% menunjukkan bahwa sepanjang tahun 2018 telah terjadi gangguan (FO) dan pemeliharaan (MO/PO) pada unit pembangkit. Nilai *Availability Factor* (AF) sama dengan nilai *Equivalent Availability Factor* (EAF) menunjukkan bahwa sepanjang tahun 2018 gangguan (FO) dan pemeliharaan (MO/PO) yang terjadi tidak menyebabkan *derating* pada unit pembangkit.

Dengan cara perhitungan yang sama, maka dapat ditentukan nilai *Availability Factor* (AF) dan *Equivalent Availability Factor* (EAF) dalam periode bulanan maupun tahunan. Tabel dibawah ini menunjukkan hasil perhitungan *Availability Factor* (AF) dan *Equivalent Availability Factor* (EAF), dan persentase target pencapaian operasi bulanan pada PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli pada tahun 2018.

Tabel 4.5 Hasil perhitungan nilai AF dan EAF tahun 2018

Bulan	Tahun 2018		
	AF (%)	EAF (%)	Target (%)
Januari	96,58	96,58	84,34
Februari	100,00	100,00	75,52
Maret	100,00	100,00	80,29
April	98,87	98,87	80,63
Mei	98,87	98,87	80,96
Juni	99,09	99,09	80,23
Juli	96,37	96,37	81,17
Agustus	86,97	86,97	77,11
September	95,78	95,78	78,08
Oktober	98,56	98,56	81,28
November	99,38	99,38	79,95
Desember	98,92	98,92	80,46
Akumulasi tahunan	97,42	97,42	80

Berdasarkan hasil analisa data tahun 2018 (Januari – Desember), diperoleh persentase EAF sama dengan persentase AF. Hal ini menunjukkan bahwa sepanjang tahun 2018 gangguan dan pemeliharaan yang terjadi tidak menyebabkan penurunan kapasitas (*derating*) pada unit pembangkit. Pada tabel diatas menunjukkan bahwa nilai EAF tertinggi diperoleh pada bulan Februari dan Maret yaitu sebesar 100%. Hal ini menunjukkan bahwa mesin mampu memenuhi ketersediaan pembangkitan selama 1 periode penuh (672 jam dan 744 jam) tanpa terjadi gangguan (FO), pemeliharaan (MO/PO) dan penurunan kapasitas (*derating*) pada unit pembangkit. Sedangkan nilai EAF terendah diperoleh pada bulan September yaitu sebesar 95,78%. Hal ini dikarenakan terjadi gangguan (FO) dan telah dilaksanakan kegiatan pemeliharaan (PO) pada unit pembangkit. Gangguan (FO) yang terjadi adalah *Nggdot flameout* selama 1,28 jam dan pemeliharaan (PO) yang dilakukan adalah HAR 4000 jam unit pembangkit selama 29,1 jam.



Gambar 4.1 Realisasi pencapaian target EAF tahun 2018

Pada gambar 4.1 terlihat bahwa nilai *Equivalent Availability Factor* (EAF) sepanjang tahun 2018 mulai dari bulan Januari sampai Desember selalu berada diatas garis target. Hal ini menunjukkan bahwa realisasi pencapaian kinerja operasional berdasarkan indeks *Equivalent Availability Factor* (EAF) setiap bulan selalu mencapai target sesuai rencana kerja dan anggaran perusahaan (RKAP). Selain itu terlihat bahwa indeks AF dan EAF selalu sejajar tiap bulan. Hal ini menunjukkan bahwa realisasi pencapain target operasi tiap bulan tidak dipengaruhi oleh penurunan kapasitas (*derating*) pada unit pembangkit walaupun nilai *Equivalent Availability Factor* (EAF) tidak selalu mencapai 100% setiap bulan. Indeks kinerja pembangkit ini menunjukkan bahwa PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli handal dan siap untuk dioperasikan dalam proses produksi tenaga listrik setiap bulan.

Nilai *Equivalent Availability Factor* (EAF) sepanjang tahun 2019 dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (2).

$$\text{Equivalent Availability Factor (EAF)} = \frac{AH - (EFDH + EMDH + EPDH + ESEDH)}{PH} \times 100\% \quad (2)$$

Diketahui :

Data unit pembangkit bulan Januari tahun 2019.

Maka,

$$\begin{aligned} \text{Availability Factor (AF)} &= \frac{AH}{PH} \times 100\% \\ &= \frac{738 \text{ Jam}}{744 \text{ Jam}} \times 100\% \\ &= 99,19\% \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Equivalent Availability Factor (EAF)} &= \frac{AH - (EFDH + EMDH + EPDH + ESEDH)}{PH} \times 100\% \\ &= \frac{(738 - (0 + 0 + 0 + 0)) \text{ Jam}}{744 \text{ Jam}} \times 100\% \\ &= 99,19\% \end{aligned}$$

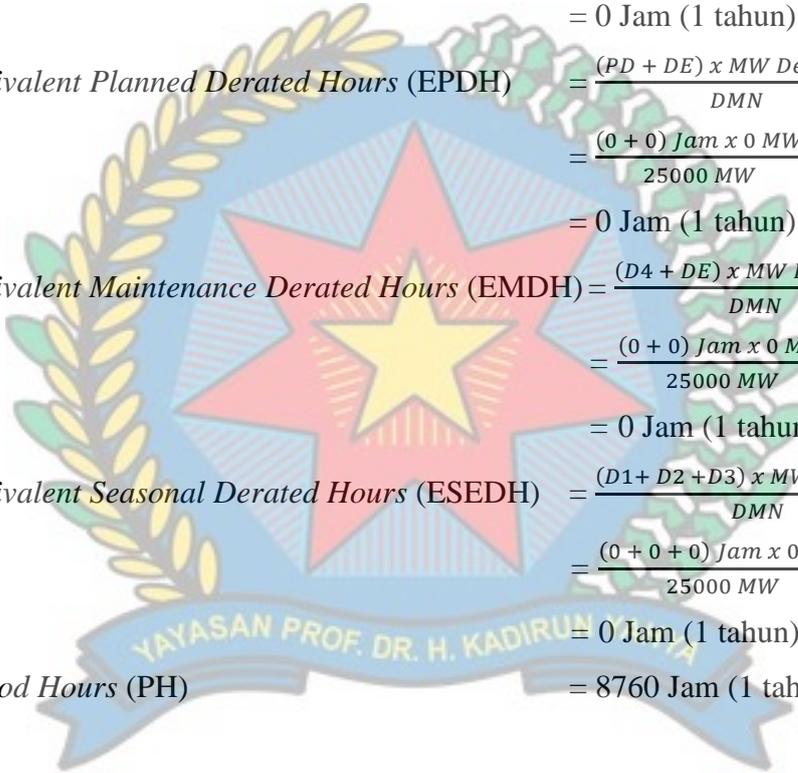
Berdasarkan hasil perhitungan diatas didapatkan nilai *Equivalent Availability Factor* (EAF) adalah 99,19% menunjukkan bahwa selama satu periode (1 bulan) telah terjadi gangguan (FO) dan pemeliharaan (MO/PO) pada unit pembangkit. Nilai *Availability Factor* (AF) sama dengan nilai *Equivalent Availability Factor* (EAF) menunjukkan bahwa gangguan (FO) dan pemeliharaan (MO/PO) yang terjadi tidak menyebabkan derating pada unit pembangkit.

Untuk mengetahui nilai *Equivalent Availability Factor* (EAF) selama tahun 2019 dapat dilakukan dengan menghitung total akumulasi data derating tahun 2019. Nilai *Equivalent Availability Factor* (EAF) selama tahun 2019 (1 tahun) dapat dilihat pada perhitungan dibawah ini :

Diketahui :

Data unit pembangkit bulan Januari – Desember tahun 2019.

$$\text{Available Hours (AH)} = 8510,78 \text{ Jam (1 tahun)}$$



$$\begin{aligned}
 \text{Equivalent Forced Derated Hours (EFDH)} &= \frac{(D1 + D2 + D3) \times MW \text{ Derating}}{DMN} \\
 &= \frac{(0 + 0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}} \\
 &= 0 \text{ Jam (1 tahun)} \\
 \text{Equivalent Planned Derated Hours (EPDH)} &= \frac{(PD + DE) \times MW \text{ Derating}}{DMN} \\
 &= \frac{(0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}} \\
 &= 0 \text{ Jam (1 tahun)} \\
 \text{Equivalent Maintenance Derated Hours (EMDH)} &= \frac{(D4 + DE) \times MW \text{ Derating}}{DMN} \\
 &= \frac{(0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}} \\
 &= 0 \text{ Jam (1 tahun)} \\
 \text{Equivalent Seasonal Derated Hours (ESEDH)} &= \frac{(D1 + D2 + D3) \times MW \text{ Derating}}{DMN} \\
 &= \frac{(0 + 0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}} \\
 &= 0 \text{ Jam (1 tahun)} \\
 \text{Period Hours (PH)} &= 8760 \text{ Jam (1 tahun)}
 \end{aligned}$$

Sehingga :

$$\begin{aligned}
 \text{Availability Factor (AF)} &= \frac{AH}{PH} \times 100\% \\
 &= \frac{8510,78 \text{ Jam}}{8760 \text{ Jam}} \times 100\% \\
 &= 97,16 \%
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Equivalent Availability Factor (EAF)} &= \frac{AH - (\text{Jam Derating})}{PH} \times 100\% \\
 &= \frac{AH - (EFDH + EMDH + EPDH + ESEDH)}{PH} \times 100\% \\
 &= \frac{(8533,97 - (0 + 0 + 0 + 0)) \text{ Jam}}{8760 \text{ Jam}} \times 100\% \\
 &= 97,16 \%
 \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil perhitungan diatas didapatkan nilai *Equivalent Availability Factor* (EAF) mencapai 97,16% menunjukkan bahwa sepanjang tahun 2019 telah terjadi gangguan (FO) dan pemeliharaan (MO/PO) pada unit pembangkit. Nilai *Availability Factor* (AF) sama dengan nilai *Equivalent*

Availability Factor (EAF) menunjukkan bahwa sepanjang tahun 2019 gangguan (FO) dan pemeliharaan (MO/PO) yang terjadi tidak menyebabkan *derating* pada unit pembangkit.

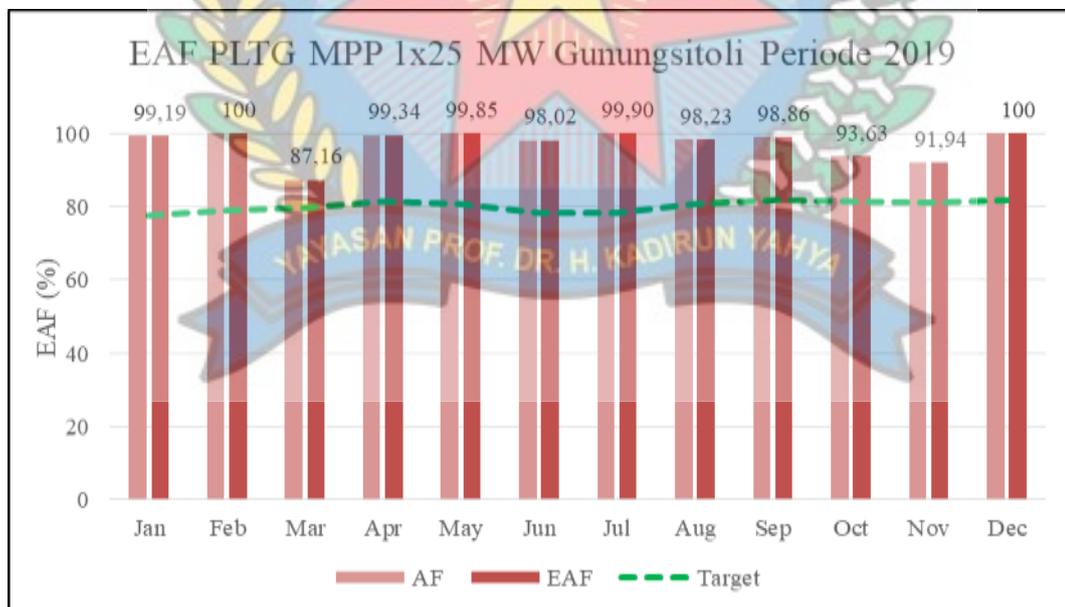
Dengan cara perhitungan yang sama, maka dapat ditentukan nilai *Availability Factor* (AF) dan *Equivalent Availability Factor* (EAF) dalam periode bulanan maupun tahunan. Tabel dibawah ini menunjukkan hasil perhitungan *Availability Factor* (AF) dan *Equivalent Availability Factor* (EAF), dan persentase target pencapaian operasi bulanan pada PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli pada tahun 2019.

Tabel 4.6 Hasil perhitungan AF dan EAF tahun 2019

Bulan	Tahun 2019		
	AF (%)	EAF (%)	Target (%)
Januari	99,19	99,19	77,57
Februari	100,00	100,00	79,02
Maret	87,16	87,16	79,69
April	99,34	99,34	81,34
Mei	99,85	99,85	80,65
Juni	98,02	98,02	78,09
Juli	99,90	99,90	78,06
Agustus	98,23	98,23	80,78
September	98,86	98,86	81,67
Oktober	93,63	93,63	81,39
November	91,94	91,94	80,89
Desember	100,00	100,00	81,87
Akumulasi tahunan	97,16	97,16	80

Berdasarkan hasil analisa data tahun 2019 (Januari – Desember) diperoleh bahwa persentase EAF sama dengan persentase AF. Hal ini menunjukkan bahwa sepanjang tahun 2019 unit pembangkit tidak mengalami penurunan kapasitas (*derating*). Pada tabel diatas menunjukkan bahwa nilai EAF tertinggi diperoleh pada bulan Februari dan Desember yaitu sebesar 100%. Hal ini menunjukkan bahwa mesin mampu memenuhi ketersediaan pembangkitan selama

1 periode penuh (672 jam dan 744 jam) tanpa terjadi gangguan (FO), pemeliharaan (MO/PO) dan penurunan kapasitas (*derating*) pada unit pembangkit. Sedangkan nilai EAF terendah diperoleh pada bulan Maret yaitu sebesar 87,16%. Hal ini dikarenakan terjadi gangguan (FO) dan telah dilaksanakan kegiatan pemeliharaan (PO) pada unit pembangkit. Gangguan (FO) yang terjadi adalah *enclosure fan trip* dan *broken shaft on SOV 6019* selama 74,5 jam dan pemeliharaan (MO/PO) yang dilakukan adalah penggantian *oring scavange TLO* selama 6,13 jam dan HAR 12000 jam selama 14,9 jam. Gangguan dan pemeliharaan yang terjadi tidak menyebabkan penurunan kapasitas (*derating*) pada unit pembangkit.



Gambar 4.2 Realisasi pencapaian target EAF tahun 2019

Pada gambar 4.2 terlihat bahwa nilai *Equivalent Availability Factor* (EAF) sepanjang tahun 2019 mulai dari bulan Januari sampai Desember selalu berada diatas garis target. Hal ini menunjukkan bahwa realisasi pencapaian kinerja operasional berdasarkan indeks *Equivalent Availability Factor* (EAF) setiap bulan selalu mencapai target sesuai rencana kerja dan anggaran perusahaan (RKAP). Selain itu terlihat bahwa indeks AF dan EAF selalu sejajar di setiap bulannya. Hal ini menunjukkan bahwa realisasi pencapaian target operasi tiap bulan tidak dipengaruhi oleh penurunan kapasitas (*derating*) pada unit pembangkit walaupun nilai *Equivalent Availability Factor* (EAF) tidak selalu mencapai 100% setiap

bulan. Indeks kinerja pembangkit ini menunjukkan bahwa PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli handal dan siap untuk dioperasikan dalam proses produksi tenaga listrik setiap bulan.

Tabel 4.7 Pencapaian target dan Realisasi EAF tahun 2018-2019

Tahun	EAF (%)	
	Target	Realisasi
2018	80,00	97,42
2019	80,00	97,16

Berdasarkan tabel diatas dapat diketahui bahwa target pencapaian *Equivalent Availability Factor* (EAF) tahun 2018 adalah 80% dan tahun 2019 adalah 80%. Sementara itu realisasi EAF tahun 2018 adalah 97,42% dan EAF tahun 2019 adalah 97,16%.

Secara keseluruhan pencapaian *Equivalent Availability Factor* (EAF) tahun 2018 – 2019 dipengaruhi oleh gangguan (*outage*) yang paling sering terjadi karena gangguan dari luar (jaringan). Pada sistem PLTG sendiri, gangguan sering terjadi pada bagian electrical. Maka dari itu diperlukan pemeliharaan electrical dan instrumentasi misalnya pemeliharaan rutin pada panel agar tidak lembab, dan pembersihan pada kabel dan modul card. Selain itu perlu dilakukan kegiatan pemeliharaan secara lebih rutin seperti *weekly inspection, monthly inspection, quarterly, semi annually dan annualy inspection*.



Gambar 4.3 Realisasi pencapaian target EAF tahun 2018-2019

Pada gambar 4.3 terlihat bahwa nilai Realisasi EAF tahun 2018 – 2019 lebih tinggi dibandingkan nilai target EAF tahun 2018 - 2019. Hal ini menunjukkan bahwa PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli telah mencapai target rencana kerja dan anggaran perusahaan (RKAP) PT Pelayanan Listrik Nasional Batam 2018 - 2019 yaitu 80%. Dengan demikian, berdasarkan perhitungan indeks kinerja pembangkit yaitu perhitungan *Equivalent Availability Factor* (EAF) dapat disimpulkan bahwa PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli telah mencapai realisasi pencapaian target operasi dan dapat dikatakan bahwa PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli handal dalam kinerjanya dan siap untuk beroperasi dalam proses produksi tenaga listrik baik sebagai pembangkit utama maupun sebagai pembangkit cadangan dalam menjaga ketersediaan pasokan listrik pada sistem kelistrikan Nias.

4.2 *Scheduled Outage Factor* (SOF)

Perhitungan indeks kinerja pembangkit berdasarkan pada keluarnya pembangkit akibat adanya pekerjaan pemeliharaan periodik (*planned outage*) dan keluarnya pembangkit untuk kebutuhan pengujian, pemeliharaan preventif, pemeliharaan korektif, perbaikan atau penggantian *part/material* (*maintenance outage*) dapat diketahui dengan menghitung nilai *Scheduled Outage Factor* (SOF) yang didasarkan pada nilai indeks kinerja pembangkit yang mengacu pada standar yang dibuat oleh PT. PLN (Persero) yang tertuang dalam dokumen SPLN K.7.001 : 2007 dan Protap Deklarasi Kondisi Pembangkit dan Indeks Kinerja Pembangkit PT. PLN (Persero).

Perhitungan dilakukan dengan menggunakan data operasi harian PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli tahun 2018 – 2019. Nilai *Scheduled Outage Factor* (SOF) akan dibandingkan dengan target rencana kerja dan anggaran perusahaan (RKAP) PT Pelayanan Listrik Nasional Batam yang digunakan sebagai acuan untuk mengetahui realisasi pencapaian kinerja operasional PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli tahun 2018 – 2019.

Untuk mengetahui nilai *Scheduled Outage Factor* (SOF) dapat dilakukan dengan menghitung lamanya durasi pemeliharaan yang dilakukan dalam satu periode tertentu dengan menggunakan parameter – parameter pada jam

pemeliharaan yaitu PH, MOH, dan POH. Pada tabel dibawah ini adalah nilai PH, MOH, dan POH pada PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli selama tahun 2018 - 2019.

Tabel 4.8 Data perhitungan nilai SOF tahun 2018

Bulan	PH	MOH	POH
Januari	744,00	0,00	24,93
Februari	672,00	0,00	0,00
Maret	744,00	0,00	0,00
April	720,00	0,00	0,00
Mei	744,00	0,00	4,92
Juni	720,00	0,00	6,53
Juli	744,00	0,00	0,00
Agustus	744,00	65,18	0,00
September	720,00	0,00	29,10
Oktober	744,00	0,00	5,32
November	720,00	0,00	0,00
Desember	744,00	0,00	8,00
Total	8760,00	65,18	78,80

Tabel 4.9 Data perhitungan nilai SOF tahun 2019

Bulan	PH	MOH	POH
Januari	744,00	0,00	6,00
Februari	672,00	0,00	0,00
Maret	744,00	6,13	14,90
April	720,00	0,00	0,00
Mei	744,00	0,47	0,00
Juni	720,00	0,00	4,77
Juli	744,00	0,00	0,00
Agustus	744,00	0,00	8,67
September	720,00	0,00	7,45
Oktober	744,00	7,57	15,45
November	720,00	0,00	0,00
Desember	744,00	0,00	0,00
Total	8760,00	22,83	48,57

Nilai *Scheduled Outage Factor* (SOF) didapatkan dari perbandingan jumlah jam *maintenance outage* (MO) dan *planned outage* (PO) unit pembangkit terhadap jumlah jam dalam satu periode tertentu. Besaran ini menunjukkan persentase ketidaksiapan unit pembangkit akibat pelaksanaan pemeliharaan, inspeksi dan *overhaul* pada suatu periode tertentu. Nilai *Scheduled Outage Factor* (SOF) tahun 2018 dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (4).

$$\text{SOF} = \frac{\text{POH} + \text{MOH}}{\text{PH}} \times 100\%$$

(4)

Diketahui :

Data unit pembangkit bulan Januari tahun 2018.

Planned Outage Hours (POH) = 0 Jam

Mintenance Outage Hours (MOH) = 24,93 Jam

Period Hours (PH) = 744 Jam

Sehingga :

$$\begin{aligned} \text{Scheduled Outage Factor (SOF)} &= \frac{\text{POH} + \text{MOH}}{\text{PH}} \times 100\% \\ &= \frac{24,93 \text{ Jam} + 0 \text{ Jam}}{744 \text{ Jam}} \times 100\% \\ &= 3,35 \% \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil perhitungan diatas didapatkan nilai *Scheduled Outage Factor* (SOF) adalah 3,35% menunjukkan bahwa selama satu periode (1 bulan) telah dilakukan kegiatan pemeliharaan (MO/PO) pada unit pembangkit. Untuk mengetahui nilai *Scheduled Outage Factor* (SOF) selama tahun 2018 (1 tahun) dapat dilihat pada perhitungan dibawah ini :

Diketahui :

Data unit pembangkit bulan Januari – Desember tahun 2018.

Planned Outage Hours (POH) = 78,8 Jam

Mintenance Outage Hours (MOH) = 65,18 Jam

Period Hours (PH) = 8760 Jam

Sehingga :

$$\begin{aligned} \text{Scheduled Outage Factor (SOF)} &= \frac{POH + MOH}{PH} \times 100\% \\ &= \frac{78,8 \text{ Jam} + 65,18 \text{ Jam}}{8760 \text{ Jam}} \times 100\% \\ &= 1,64 \% \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil perhitungan diatas didapatkan nilai *Scheduled Outage Factor* (SOF) adalah 1,64% menunjukkan tahun 2018 telah dilakukan kegiatan pemeliharaan (MO/PO) pada unit pembangkit.

Nilai *Scheduled Outage Factor* (SOF) tahun 2019 dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (4).

$$\text{SOF} = \frac{POH + MOH}{PH} \times 100\%$$

(4)

Diketahui :

Data unit pembangkit bulan Januari tahun 2019.

$$\begin{aligned} \text{Planned Outage Hours (POH)} &= 6 \text{ Jam} \\ \text{Mintenance Outage Hours (MOH)} &= 0 \text{ Jam} \\ \text{Period Hours (PH)} &= 744 \text{ Jam} \end{aligned}$$

Sehingga :

$$\begin{aligned} \text{Scheduled Outage Factor (SOF)} &= \frac{POH + MOH}{PH} \times 100\% \\ &= \frac{6 \text{ Jam} + 0 \text{ Jam}}{744 \text{ Jam}} \times 100\% \\ &= 0,81 \% \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil perhitungan diatas didapatkan nilai *Scheduled Outage Factor* (SOF) adalah 0,81% menunjukkan bahwa selama satu periode (1 bulan) telah dilakukan kegiatan pemeliharaan (MO/PO) pada unit pembangkit. Untuk mengetahui nilai *Scheduled Outage Factor* (SOF) selama tahun 2019 (1 tahun) dapat dilihat pada perhitungan dibawah ini :

Diketahui :

Data unit pembangkit bulan Januari – Desember tahun 2019.

$$\begin{aligned} \text{Planned Outage Hours (POH)} &= 48,57 \text{ Jam} \\ \text{Mintenance Outage Hours (MOH)} &= 22,83 \text{ Jam} \\ \text{Period Hours (PH)} &= 8760 \text{ Jam} \\ \text{Scheduled Outage Factor (SOF)} &= \frac{\text{POH} + \text{MOH}}{\text{PH}} \times 100\% \\ &= \frac{48,57 \text{ Jam} + 22,83 \text{ Jam}}{8760 \text{ Jam}} \times 100\% \\ &= 0,82 \% \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil perhitungan diatas didapatkan nilai *Scheduled Outage Factor* (SOF) adalah 0,82% menunjukkan tahun 2019 telah dilakukan kegiatan pemeliharaan (MO/PO) pada unit pembangkit.

Dengan cara perhitungan yang sama, maka dapat ditentukan nilai *Scheduled Outage Factor* (SOF) dalam periode bulanan maupun tahunan. Tabel dibawah ini menunjukkan hasil perhitungan hasil perhitungan *Scheduled Outage Factor* (SOF) pada PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli pada tahun 2018 dan 2019.

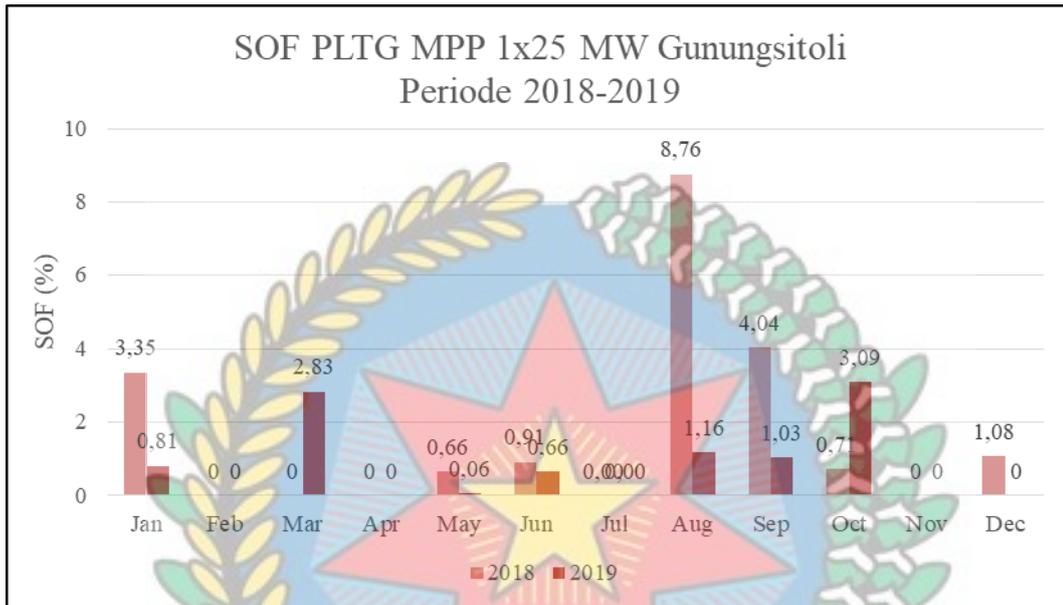
Tabel 4.10 Hasil perhitungan SOF tahun 2018 - 2019

Bulan	SOF (%)	
	2018	2019
Januari	3,35	0,81
Februari	0,00	0,00
Maret	0,00	2,83
April	0,00	0,00
Mei	0,66	0,06
Juni	0,91	0,66
Juli	0,00	0,00
Agustus	8,76	1,16
September	4,04	1,03
Oktober	0,71	3,09
November	0,00	0,00
Desember	1,08	0,00
Akumulasi tahunan	1,64	0,82

Berdasarkan hasil analisa data tahun 2018 (Januari – Desember) pada tabel diatas, diperoleh bahwa persentase SOF terendah diperoleh pada bulan Februari, Maret, April, Juli, dan November yaitu sebesar 0%. Hal ini menunjukkan bahwa mesin mampu memenuhi ketersediaan pembangkitan selama 1 periode penuh tanpa terjadi *maintenance outage* (MO), *planned outage* (PO) dan penurunan kapasitas (*derating*) pada unit pembangkit. Sedangkan nilai SOF tertinggi adalah pada bulan Agustus yaitu 8,76%. Hal ini dikarenakan telah dilakukan *maintenance outage* (MO) pada unit pembangkit yaitu *troubleshoot* gangguan *liquid metering torque motor drive fault* selama 21,53 jam, dan *troubleshoot* gangguan *valve SOV 2039* selama 43,65 jam. Kegiatan pemeliharaan yang dilakukan tidak menyebabkan penurunan tegangan (*derating*).

Berdasarkan hasil analisa data tahun 2019 (Januari – Desember) pada tabel diatas, diperoleh bahwa persentase SOF terendah diperoleh pada bulan Februari, April, Juli, November dan desember yaitu sebesar 0%. Hal ini menunjukkan bahwa mesin mampu memenuhi ketersediaan pembangkitan selama 1 periode penuh tanpa terjadi *maintenance outage* (MO), *planned outage* (PO) dan penurunan kapasitas (*derating*) pada unit pembangkit. Sedangkan nilai SOF tertinggi adalah pada bulan Oktober yaitu 3,09%. Hal ini dikarenakan telah dilakukan *planned outage* (PO) pada unit pembangkit yaitu pemeliharaan 9000 jam unit pembangkit. Kegiatan pemeliharaan yang dilakukan tidak menyebabkan penurunan tegangan (*derating*).

Total akumulasi SOF pada tahun 2018 adalah 3,09% dan akumulasi SOF tahun 2019 adalah 0,82 %. Pada grafik dibawah ini dapat dilihat perbandingan nilai SOF tahun 2018 dan 2019.



Gambar 4.4 Realisasi pencapaian target SOF tahun 2018 - 2019

Pada gambar 4.4 terlihat bahwa persentase SOF dari Januari 2018 hingga Desember 2018 rata-rata lebih tinggi dari pada persentase SOF dari Januari 2019 hingga Desember 2019. Pada total akumulasi SOF pertahun, terlihat bahwa SOF tahun 2018 lebih tinggi dibandingkan 2019. Hal ini menunjukkan bahwa pada tahun 2018 dilakukan lebih banyak kegiatan pemeliharaan (MO/PO) dengan *maintenance outage hours* (MOH) dan *planned outage hours* (POH) yang lebih lama dibandingkan dengan tahun 2019.

Dapat disimpulkan bahwa, kinerja pembangkit mengalami peningkatan dari tahun 2018 ke tahun 2019. Hal ini terlihat dari indeks kinerja pembangkit SOF yang semakin menurun. Semakin kecil nilai *Scheduled Outage Factor* (SOF) suatu pembangkit menandakan semakin jarang pembangkit mengalami *outage* akibat adanya pekerjaan pemeliharaan periodik (*planned outage*) dan keluarnya pembangkit untuk kebutuhan pengujian, pemeliharaan preventif, pemeliharaan korektif, perbaikan atau penggantian *part/material* (*maintenance outage*).

Pembangkit yang jarang mengalami *outage* akan memiliki nilai *Equivalent Availability Factor* (EAF) yang lebih tinggi. Berdasarkan pencapaian persentase *Equivalent Availability Factor* (EAF) tahun 2018 – 2019 dapat disimpulkan bahwa realisasi *Scheduled Outage Factor* (SOF) tahun 2018 – 2019 telah mencapai target rencana kerja dan anggaran perusahaan (RKAP) PT

Pelayanan Listrik Nasional Batam 2018 – 2019. Dengan demikian, berdasarkan perhitungan indeks kinerja pembangkit yaitu perhitungan *Scheduled Outage Factor* (SOF) dapat disimpulkan bahwa PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli telah mencapai realisasi pencapaian target operasi dan dapat dikatakan bahwa PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli semakin handal dalam kinerjanya dan siap untuk beroperasi dalam proses produksi tenaga listrik baik sebagai pembangkit utama maupun sebagai pembangkit cadangan dalam menjaga ketersediaan pasokan listrik pada sistem kelistrikan Nias.

4.3 *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR)

Perhitungan indeks kinerja pembangkit yang disebabkan pembangkit dikeluarkan dari sistem (keluar paksa) yang telah memperhitungkan dampak dari derating pembangkit dapat diketahui dengan menghitung nilai *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) yang didasarkan pada nilai indeks kinerja pembangkit yang mengacu pada standar yang dibuat oleh PT. PLN (Persero) yang tertuang dalam dokumen SPLN K.7.001 : 2007 dan Protap Deklarasi Kondisi Pembangkit dan Indeks Kinerja Pembangkit PT. PLN (Persero).

Perhitungan dilakukan dengan menggunakan data operasi harian PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli tahun 2018 – 2019. Nilai *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) akan dibandingkan dengan nilai *Force Outage Factor* (FOR) untuk mengetahui dampak derating saat terjadi gangguan (*forced outage*) pada unit pembangkit. Kemudian nilai *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) akan dibandingkan dengan target rencana kerja dan anggaran perusahaan (RKAP) PT Pelayanan Listrik Nasional Batam yang digunakan sebagai acuan untuk mengetahui realisasi pencapaian kinerja operasional PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli tahun 2018 – 2019.

Untuk mengetahui nilai *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) dapat dilakukan dengan menghitung jumlah jam pembangkit dikeluarkan dari sistem (keluar paksa) yang sudah memperhitungkan pengaruh derating pada unit terlebih dahulu. Jumlah jam tersebut dapat diketahui dengan memperhatikan nilai – nilai D1, D2, D3, daya derating dan DMN untuk menghitung EFDH dan EFDHRS,

nilai SH dan FOH untuk mengetahui jam gangguan yang tidak dipengaruhi derating pada unit.

Tabel dibawah ini menunjukkan nilai jam pembangkit dikeluarkan dari sistem (keluar paksa) yang sudah memperhitungkan pengaruh derating untuk perhitungan nilai EFOR pada PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli selama tahun 2018 - 2019.

Tabel 4.11 Data perhitungan nilai EFOR tahun 2018

Bulan	SH	FOH	EFDH	Synchr hrs	EFDHRS
Januari	431,32	0,50	0,00	0,00	0,00
Februari	447,40	0,00	0,00	0,00	0,00
Maret	519,22	0,00	0,00	0,00	0,00
April	529,88	8,17	0,00	0,00	0,00
Mei	594,87	3,47	0,00	0,00	0,00
Juni	603,58	0,00	0,00	0,00	0,00
Juli	603,95	27,00	0,00	0,00	0,00
Agustus	572,22	31,75	0,00	0,00	0,00
September	689,15	1,28	0,00	0,00	0,00
Oktober	726,97	5,43	0,00	0,00	0,00
November	715,55	4,45	0,00	0,00	0,00
Desember	736,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	7170,10	82,05	0,00	0,00	0,00

Tabel 4.12 Data perhitungan nilai EFOR tahun 2019

Bulan	SH	FOH	EFDH	Synchr hrs	EFDHRS
Januari	585,53	0,00	0,00	0,00	0,00
Februari	523,23	0,00	0,00	0,00	0,00
Maret	500,35	74,50	0,00	0,00	0,00
April	525,00	4,73	0,00	0,00	0,00
Mei	572,18	0,68	0,00	0,00	0,00
Juni	211,67	9,47	0,00	0,00	0,00
Juli	715,00	0,77	0,00	0,00	0,00
Agustus	724,93	4,52	0,00	0,00	0,00
September	711,82	0,73	0,00	0,00	0,00
Oktober	693,83	24,37	0,00	0,00	0,00
November	280,98	58,05	0,00	0,00	0,00
Desember	55,68	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	6100,22	177,82	0,00	0,00	0,00

Nilai *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) didapatkan dari perbandingan jumlah jam unit pembangkit dikeluarkan dari sistem (keluar paksa) dibagi jumlah jam unit pembangkit dikeluarkan dari sistem ditambah jumlah jam unit pembangkit beroperasi yang sudah memperhitungkan dampak *derating*. Nilai *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) tahun 2018 dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (6).

$$EFOR = \frac{FOH + EFDH}{FOH + SH + Synchr Hrs + EFDHRS} \times 100\% \quad (6)$$

Diketahui :

Data unit pembangkit bulan Januari tahun 2018.

$$\begin{aligned} \text{Service Hours (SH)} &= 431,32 \text{ Jam} \\ \text{Forced Outage Hours (FOH)} &= 0,50 \text{ Jam} \\ \text{Equivalent Forced Derated Hours (EFDH)} &= \frac{(D1 + D2 + D3) \times MW \text{ Derating}}{DMN} \\ &= \frac{(0 + 0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}} \\ &= 0 \text{ Jam} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Synchronous Hours} &= 0 \text{ Jam} \\
 \text{Equivalent Forced Derated Hours} &= \frac{(D1+ D2 +D3) \times MW \text{ Derating}}{DMN} \\
 \text{during Reserve Shutdown (EFDHRS)} &= \frac{(0 + 0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}} \\
 &= 0 \text{ Jam}
 \end{aligned}$$

Sehingga :

$$\begin{aligned}
 \text{Forced Outage Rate (FOR)} &= \frac{FOH}{FOH + SH + \text{Synchronous Hours}} \times 100\% \\
 &= \frac{0,50 \text{ Jam}}{0,50 \text{ Jam} + 431,32 \text{ Jam} + 0 \text{ Jam}} \times 100\% \\
 &= 0,12 \%
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Equivalent Forced Outage Rate (EFOR)} &= \frac{FOH + EFDH}{FOH + SH + \text{Synchr Hrs} + EFDHRS} \times 100\% \\
 &= \frac{(0,50 + 0) \text{ Jam}}{(0,50 + 431,32 + 0 + 0) \text{ Jam}} \times 100\% \\
 &= 0,12 \%
 \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil perhitungan diatas didapatkan nilai *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) adalah 0,12% menunjukkan bahwa selama satu periode (1 bulan) telah terjadi gangguan (FO) pada unit pembangkit. Nilai *Force Outage Factor* (FOR) sama dengan nilai *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) menunjukkan bahwa gangguan (FO) yang terjadi tidak menyebabkan derating pada unit pembangkit. Untuk mengetahui nilai *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) selama tahun 2018 (1 tahun) dapat dilihat pada perhitungan dibawah ini :

Diketahui :

Data unit pembangkit bulan Januari – Desember tahun 2018.

$$\begin{aligned}
 \text{Service Hours (SH)} &= 7170,1 \text{ Jam} \\
 \text{Forced Outage Hours (FOH)} &= 82,05 \text{ Jam} \\
 \text{Equivalent Forced Derated Hours (EFDH)} &= \frac{(D1+ D2 +D3) \times MW \text{ Derating}}{DMN} \\
 &= \frac{(0 + 0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}} \\
 &= 0 \text{ Jam} \\
 \text{Synchronous Hours} &= 0 \text{ Jam}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Equivalent Forced Derated Hours} \\
 \text{during Reserve Shutdown (EFDHRS)} &= \frac{(D1+ D2 +D3) \times MW \text{ Derating}}{DMN} \\
 &= \frac{(0 + 0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}} \\
 &= 0 \text{ Jam}
 \end{aligned}$$

Sehingga :

$$\begin{aligned}
 \text{Forced Outage Rate (FOR)} &= \frac{FOH}{FOH + SH + Synchronous \text{ Hours}} \times 100\% \\
 &= \frac{82,05 \text{ Jam}}{82,05 \text{ Jam} + 7170,1 \text{ Jam} + 0 \text{ Jam}} \times 100\% \\
 &= 1,13 \%
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Equivalent Forced Outage Rate (EFOR)} &= \frac{FOH + EFDH}{FOH + SH + Synchr \text{ Hrs} + EFDHRS} \times 100\% \\
 &= \frac{(82,05 + 0) \text{ Jam}}{(82,05 + 7170,1 + 0 + 0) \text{ Jam}} \times 100\% \\
 &= 1,13 \%
 \end{aligned}$$

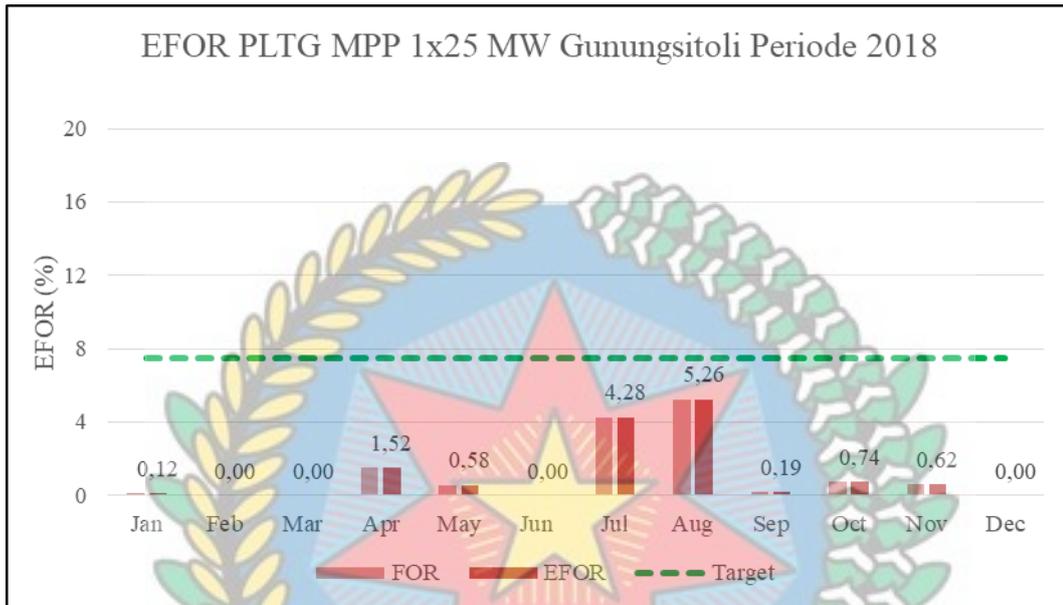
Berdasarkan hasil perhitungan diatas didapatkan nilai *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) adalah 1,13% menunjukkan bahwa sepanjang tahun 2018 telah terjadi gangguan (FO) pada unit pembangkit. Nilai *Force Outage Factor* (FOR) sama dengan nilai *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) menunjukkan bahwa sepanjang tahun 2018 gangguan (FO) yang terjadi tidak menyebabkan *derating* pada unit pembangkit.

Dengan cara perhitungan yang sama, maka dapat ditentukan nilai *Force Outage Factor* (FOR) dan *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) dalam periode bulanan maupun tahunan. Tabel dibawah ini menunjukkan hasil perhitungan *Force Outage Factor* (FOR), *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) dan persentase target pencapaian operasi bulanan pada PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli pada tahun 2018.

Tabel 4.13 Hasil perhitungan FOR dan EFOR tahun 2018

Bulan	Tahun 2018		
	FOR (%)	EFOR (%)	Target (%)
Januari	0,12	0,12	7,50
Februari	0,00	0,00	7,50
Maret	0,00	0,00	7,50
April	1,52	1,52	7,50
Mei	0,58	0,58	7,50
Juni	0,00	0,00	7,50
Juli	4,28	4,28	7,50
Agustus	5,26	5,26	7,50
September	0,19	0,19	7,50
Oktober	0,74	0,74	7,50
November	0,62	0,62	7,50
Desember	0,00	0,00	7,50
Akumulasi tahunan	1,13	1,13	7,50

Berdasarkan hasil analisa data tahun 2018 (Januari – Desember) pada tabel diatas, diperoleh bahwa persentase EFOR sama dengan persentase FOR. Hal ini menunjukkan bahwa sepanjang tahun 2018 unit pembangkit mengalami gangguan (FO) tetapi tidak mengalami penurunan kapasitas (*derating*). Pada tabel diatas menunjukkan bahwa nilai EFOR terendah diperoleh pada bulan Februari, Maret, Juni, dan Desember yaitu sebesar 0%. Hal ini menunjukkan bahwa mesin mampu memenuhi ketersediaan pembangkitan selama 1 periode penuh tanpa terjadi gangguan (FO) dan *derating* pada unit pembangkit. Sedangkan nilai EFOR tertinggi adalah pada bulan Agustus yaitu 5,26%. Hal ini dikarenakan telah terjadi gangguan (FO) pada unit pembangkit. Gangguan (FO) yang terjadi disebabkan karena *liquid metering valve torque motor drive fault* selama 23,27 jam, *trip* indikasi *MCC loss power* selama 1,57 jam dan *trip* indikasi *NGG flameout* selama 6,92 jam. Gangguan yang terjadi tidak menyebabkan penurunan kapasitas (*derating*) pada unit pembangkit.



Gambar 4.5 Realisasi pencapaian target EFOR tahun 2018

Pada gambar 4.5 terlihat bahwa nilai *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) sepanjang tahun 2018 mulai dari bulan Januari sampai Desember selalu berada dibawah garis target. Hal ini menunjukkan bahwa realisasi pencapaian kinerja operasional berdasarkan indeks *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) setiap bulan selalu mencapai target sesuai rencana kerja dan anggaran perusahaan (RKAP). Selain itu terlihat bahwa indeks FOR dan EFOR selalu sejajar tiap bulan. Hal ini menunjukkan bahwa realisasi pencapaian target operasi tiap bulan hanya dipengaruhi *forced outage* dan tidak dipengaruhi oleh penurunan kapasitas (*derating*) pada unit pembangkit.

Nilai *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) tahun 2019 dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (6).

$$EFOR = \frac{FOH + EFDH}{FOH + SH + Synchr\ Hrs + EFDHRS} \times 100\% \quad (6)$$

Diketahui :

Data unit pembangkit bulan Januari tahun 2019.

Service Hours (SH) = 585,53 Jam
Forced Outage Hours (FOH) = 0 Jam

$$\begin{aligned}
 \text{Equivalent Forced Derated Hours (EFDH)} &= \frac{(D1+ D2 +D3) \times MW \text{ Derating}}{DMN} \\
 &= \frac{(0 + 0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}} \\
 &= 0 \text{ Jam}
 \end{aligned}$$

$$\text{Synchronous Hours} = 0 \text{ Jam}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Equivalent Forced Derated Hours} \\
 \text{during Reserve Shutdown (EFDHRS)} &= \frac{(D1+ D2 +D3) \times MW \text{ Derating}}{DMN} \\
 &= \frac{(0 + 0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}} \\
 &= 0 \text{ Jam}
 \end{aligned}$$

Sehingga :

$$\begin{aligned}
 \text{Forced Outage Rate (FOR)} &= \frac{FOH}{FOH + SH + \text{Synchronous Hours}} \times 100\% \\
 &= \frac{0 \text{ Jam}}{0 \text{ Jam} + 585,53 \text{ Jam} + 0 \text{ Jam}} \times 100\% \\
 &= 0 \%
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Equivalent Forced Outage Rate (EFOR)} &= \frac{FOH + EFDH}{FOH + SH + \text{Synchr Hrs} + EFDHRS} \times 100\% \\
 &= \frac{(0 + 0) \text{ Jam}}{(0 + 585,53 + 0 + 0) \text{ Jam}} \times 100\% \\
 &= 0 \%
 \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil perhitungan diatas didapatkan nilai *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) adalah 0% menunjukkan bahwa selama satu periode (1 bulan) tidak terjadi gangguan (FO) pada unit pembangkit. Nilai *Force Outage Factor* (FOR) sama dengan nilai *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) menunjukkan bahwa gangguan (FO) yang terjadi tidak menyebabkan derating pada unit pembangkit. Untuk mengetahui nilai *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) selama tahun 2019 (1 tahun) dapat dilihat pada perhitungan dibawah ini :

Diketahui :

Data unit pembangkit bulan Januari – Desember tahun 2019.

$$\text{Service Hours (SH)} = 6100,22 \text{ Jam}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Forced Outage Hours (FOH)} &= 177,82 \text{ Jam} \\
 \text{Equivalent Forced Derated Hours (EFDH)} &= \frac{(D1+ D2 +D3) \times MW \text{ Derating}}{DMN} \\
 &= \frac{(0 + 0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}} \\
 &= 0 \text{ Jam} \\
 \text{Synchronous Hours} &= 0 \text{ Jam} \\
 \text{Equivalent Forced Derated Hours} \\
 \text{during Reserve Shutdown (EFDHRS)} &= \frac{(D1+ D2 +D3) \times MW \text{ Derating}}{DMN} \\
 &= \frac{(0 + 0 + 0) \text{ Jam} \times 0 \text{ MW}}{25000 \text{ MW}} \\
 &= 0 \text{ Jam}
 \end{aligned}$$

Sehingga :

$$\begin{aligned}
 \text{Forced Outage Rate (FOR)} &= \frac{FOH}{FOH + SH + \text{Synchronous Hours}} \times 100\% \\
 &= \frac{177,82 \text{ Jam}}{177,82 \text{ Jam} + 6100,22 \text{ Jam} + 0 \text{ Jam}} \times 100\% \\
 &= 2,83 \%
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Equivalent Forced Outage Rate (EFOR)} &= \frac{FOH + EFDH}{FOH + SH + \text{Synchr Hrs} + EFDHRS} \times 100\% \\
 &= \frac{(177,82 + 0) \text{ Jam}}{(177,82 + 6100,22 + 0 + 0) \text{ Jam}} \times 100\% \\
 &= 2,83 \%
 \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil perhitungan diatas didapatkan nilai *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) adalah 2,83 % menunjukkan bahwa sepanjang tahun 2019 telah terjadi gangguan (FO) pada unit pembangkit. Nilai *Force Outage Factor* (FOR) sama dengan nilai *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) menunjukkan bahwa sepanjang tahun 2019 gangguan (FO) yang terjadi tidak menyebabkan *derating* pada unit pembangkit.

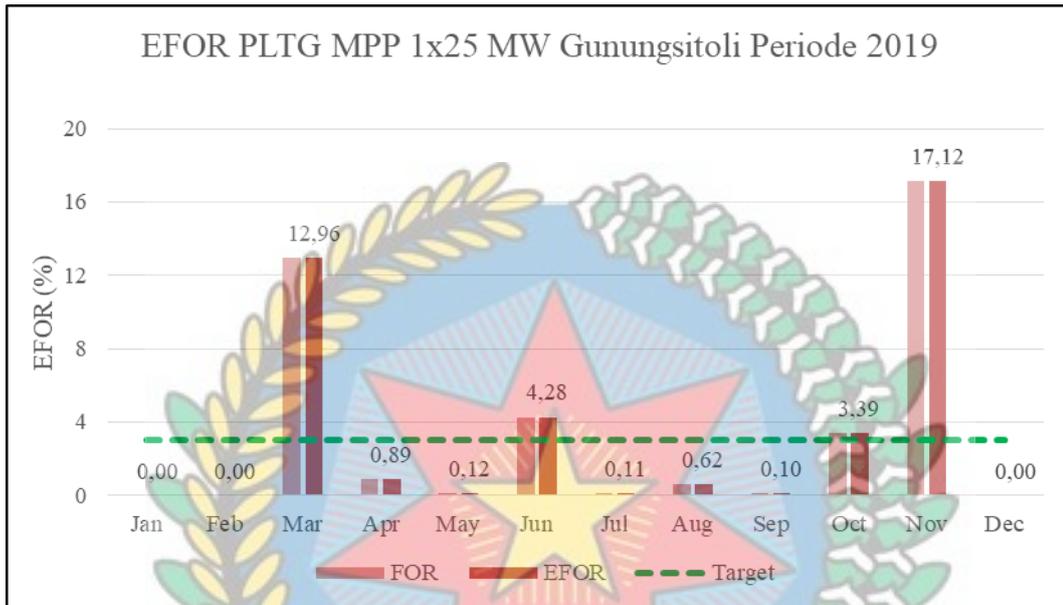
Dengan cara perhitungan yang sama, maka dapat ditentukan nilai *Force Outage Factor* (FOR) dan *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) dalam periode bulanan maupun tahunan. Tabel dibawah ini menunjukkan hasil perhitungan *Force Outage Factor* (FOR), *Equivalent Force Outage Factor*

(EFOR) dan persentase target pencapaian operasi bulanan pada PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli pada tahun 2019.

Tabel 4.14 Hasil perhitungan FOR dan EFOR tahun 2019

Bulan	Tahun 2019		
	FOR (%)	EFOR (%)	Target (%)
Januari	0,00	0,00	3,00
Februari	0,00	0,00	3,00
Maret	12,96	12,96	3,00
April	0,89	0,89	3,00
Mei	0,12	0,12	3,00
Juni	4,28	4,28	3,00
Juli	0,11	0,11	3,00
Agustus	0,62	0,62	3,00
September	0,10	0,10	3,00
Oktober	3,39	3,39	3,00
November	17,12	17,12	3,00
Desember	0,00	0,00	3,00
Akumulasi tahunan	2,83	2,83	3,00

Berdasarkan hasil analisa data tahun 2019 (Januari – Desember) pada tabel diatas, diperoleh bahwa persentase EFOR sama dengan persentase FOR. Hal ini menunjukkan bahwa sepanjang tahun 2019 unit pembangkit mengalami gangguan (FO) tetapi tidak mengalami penurunan kapasitas (*derating*). Pada tabel diatas menunjukkan bahwa nilai EFOR terendah diperoleh pada bulan Januari, Februari, dan Desember yaitu sebesar 0%. Hal ini menunjukkan bahwa mesin mampu memenuhi ketersediaan pembangkitan selama 1 periode penuh tanpa terjadi gangguan (FO) dan *derating* pada unit pembangkit. Sedangkan nilai EFOR tertinggi adalah pada bulan maret yaitu 12,96%. Hal ini dikarenakan telah terjadi gangguan (FO) pada unit pembangkit. Gangguan (FO) yang terjadi disebabkan karena *enclosure fan trip* selama 0,7 jam dan *broken shaft on SOV 6019* selama 73,8 jam. Gangguan yang terjadi tidak menyebabkan penurunan kapasitas (*derating*) pada unit pembangkit.



Gambar 4.6 Realisasi pencapaian target EFOR tahun 2019

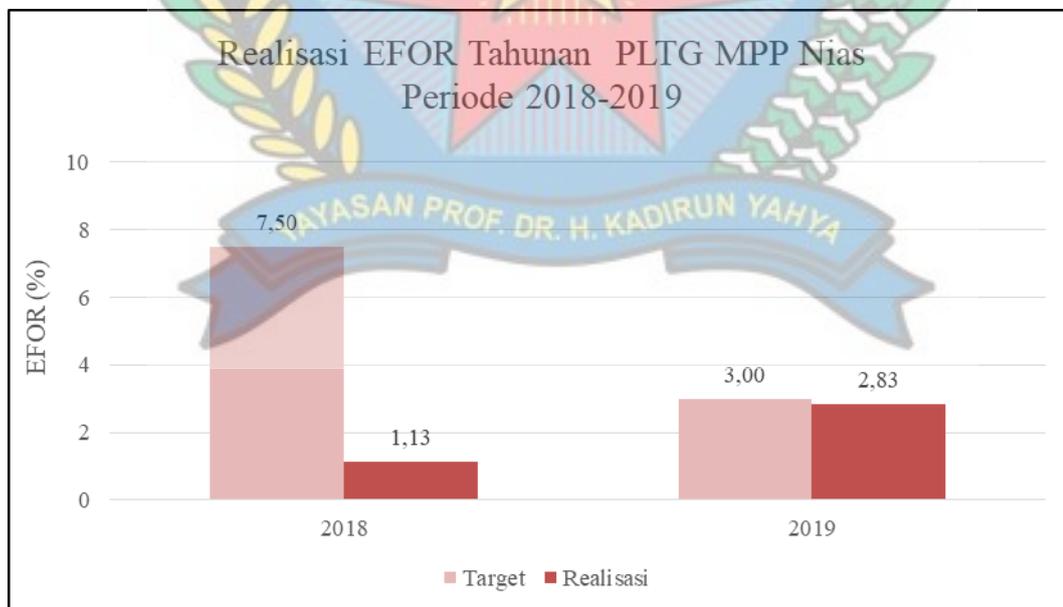
Pada gambar 4.6 terlihat bahwa nilai *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) sepanjang tahun 2019 mulai dari bulan Januari sampai Desember tidak selalu berada dibawah garis target. Pada bulan Maret persentase EFOR mencapai 12,96%, bulan Juni persentase EFOR mencapai 4,28%, bulan Oktober persentase EFOR mencapai 3,39%, dan pada bulan November adalah persentase EFOR tertinggi yaitu mencapai 17,12%. Pada bulan tersebut persentase EFOR sudah melewati batas target realisasi pencapaian kinerja operasional berdasarkan EFOR yaitu 3%. Hal ini menunjukkan bahwa realisasi pencapaian kinerja operasional berdasarkan indeks *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) setiap bulan tidak selalu mencapai target sesuai rencana kerja dan anggaran perusahaan (RKAP). Hal ini disebabkan karena banyaknya gangguan (FO) dan rentang waktu gangguan (FOH) yang terjadi cukup lama. Dalam rentang waktu 1 bulan *forced outage hours* (FOH) yang paling lama terjadi pada bulan Maret yaitu selama 74,5 jam.

Selain itu, pada gambar 4.6 terlihat bahwa indeks FOR dan EFOR selalu sejajar tiap bulan. Hal ini menunjukkan bahwa realisasi pencapaian target operasi tiap bulan hanya dipengaruhi *forced outage* dan tidak dipengaruhi oleh penurunan kapasitas (*derating*) pada unit pembangkit.

Tabel 4.15 Pencapaian target dan realisasi EFOR tahun 2018-2019

Tahun	EFOR (%)	
	Target	Realisasi
2018	7,50	1,13
2019	3,00	2,83

Berdasarkan tabel diatas dapat diketahui bahwa target pencapaian *Equivalent Force Outage Factor* (EFOR) tahun 2018 adalah 7,50% dan tahun 2019 adalah 3,00%. Sementara itu realisasi EFOR tahun 2018 adalah 1,13% dan EFOR tahun 2019 adalah 2,83%.



Gambar 4.7 Realisasi pencapaian target EFOR tahun 2018-2019

Pada gambar 4.7 terlihat bahwa nilai Realisasi EFOR tahun 2018 – 2019 lebih tinggi dibandingkan nilai target EFOR tahun 2018 - 2019. Hal ini menunjukkan bahwa PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli telah mencapai target rencana kerja dan anggaran perusahaan (RKAP) PT Pelayanan Listrik Nasional Batam tahun 2018 yaitu 7,50% dan tahun 2019 yaitu 3,00%. Walaupun pada tahun 2019 ada 4 bulan realisasi target operasi yang tidak tercapai, namun secara akumulasi tahunan realisasi target operasi tahun 2019 telah tercapai. Dengan demikian, berdasarkan perhitungan indeks kinerja pembangkit yaitu perhitungan

Equivalent Force Outage Factor (EFOR) dapat disimpulkan bahwa PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli telah mencapai realisasi pencapaian target operasi dan dapat dikatakan bahwa PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli handal dalam kinerjanya dan siap untuk beroperasi dalam proses produksi tenaga listrik baik sebagai pembangkit utama maupun sebagai pembangkit cadangan dalam menjaga ketersediaan pasokan listrik pada sistem kelistrikan Nias.



BAB V

PENUTUP

4.1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian yang dilakukan di PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli, maka dapat diambil kesimpulan bawa :

1. Faktor yang mempengaruhi indeks kinerja pembangkit berdasarkan perhitungan nilai EAF (*Equivalent Availability Factor*) adalah factor penurunan kapasitas (*derating*) dan outage (*planned outage, maintenance outage dan force outage*). Factor yang mempengaruhi indeks kinerja pembangkit berdasarkan perhitungan SOF (*Scheduled Outage Factor*) adalah *planned outage* dan *maintenance outage*. Factor yang mempengaruhi indeks kinerja pembangkit berdasarkan perhitungan EFOR (*Equivalent Force Outage Factor*) adalah penurunan kapasitas (*derating*) dan *forced outage*.
2. Nilai indeks kinerja pembangkit yang dipengaruhi penurunan kapasitas (*derating*) dan *outage* berdasarkan perhitungan EAF (*Equivalent Availability Factor*) pada PLTG MPP 1x25 MW tahun 2018 adalah 97,42% dan tahun 2019 adalah 97,16%. Sepanjang tahun 2018 – 2019 unit PLTG MPP 1x25 MW tidak mengalami penurunan kapasitas (*derating*) terlihat dari nilai EAF (*Equivalent Availability Factor*) yang sama dengan nilai AF (*Availability Factor*).
3. Nilai indeks kinerja pembangkit yang dipengaruhi *outage* berdasarkan perhitungan SOF (*Scheduled Outage Factor*) tahun 2018 adalah 1,64% dan tahun 2019 adalah 0,82%. Nilai indeks kinerja pembangkit yang di pengaruhi penurunan kapasitas (*derating*) dan *outage* berdasarkan perhitungan EFOR (*Equivalent Force Outage Factor*) tahun 2018 adalah 1,13% dan tahun 2019 adalah 2,83%.
Sepanjang tahun 2018-2019 unit PLTG MPP 1x25 MW tidak mengalami penurunan kapasitas (*derating*) terlihat dari nilai EFOR (*Equivalent Force Outage Factor*) yang sama dengan nilai FOR (*Force Outage Factor*).

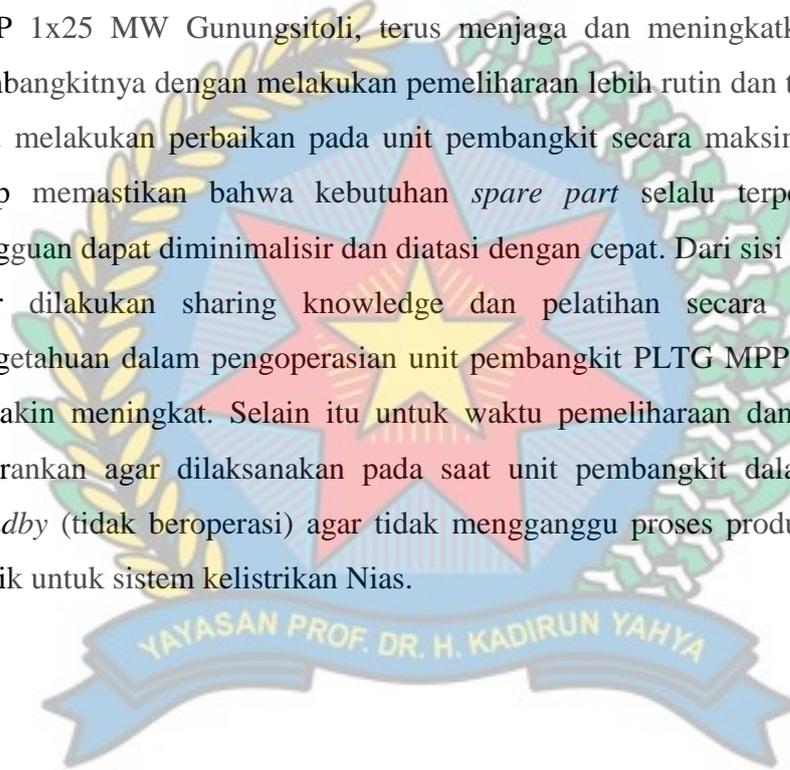
4. Pencapaian nilai EAF (*Equivalent Availability Factor*), SOF (*Scheduled Outage Factor*) dan EFOR (*Equivalent Force Outage Factor*) berdasarkan realisasi pencapaian target operasi tahun 2018 dan tahun 2019 dibandingkan dengan target rencana kerja dan anggaran perusahaan (RKAP) adalah sebagai berikut :

- a. Pada tahun 2018 dan 2019 target pencapaian EAF adalah 80%. Realisasi EAF tahun 2018 adalah 97,42% dan tahun 2019 adalah 92,14%. Hal ini menunjukkan bahwa realisasi pencapaian kinerja operasional berdasarkan EAF tahun 2018 dan 2019 mencapai target sesuai rencana kerja dan anggaran perusahaan (RKAP).
- b. Pada tahun 2018 realisasi pencapaian SOF adalah 1,64% dan tahun 2019 realisasi pencapaian SOF adalah 0,82%. Nilai SOF mengalami penurunan dari tahun 2018 ke tahun 2019, menunjukkan bahwa kinerja pembangkit PLTG MPP 1x25 MW mengalami peningkatan. Dengan melihat nilai EAF tahun 2018 dan 2019 dapat menunjukkan bahwa SOF tahun 2018 dan 2019 mencapai target sesuai rencana kerja dan anggaran perusahaan (RKAP).
- c. Pada tahun 2018 target pencapaian EFOR adalah 7,50% dan realisasi EFOR adalah 1,13%. Pada tahun 2019 target pencapaian EFOR adalah 3,00% dan realisasi EFOR adalah 2,83%. Hal ini menunjukkan bahwa realisasi pencapaian kinerja operasional berdasarkan EFOR tahun 2018 dan 2019 mencapai target sesuai rencana kerja dan anggaran perusahaan (RKAP).

Berdasarkan pencapaian nilai indeks kinerja pembangkit ini menunjukkan bahwa PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli handal dalam kinerjanya dan siap untuk beroperasi dalam proses produksi tenaga listrik baik sebagai pembangkit utama maupun sebagai pembangkit cadangan dalam menjaga ketersediaan pasokan listrik pada sistem kelistrikan Nias.

4.2. Saran

Setelah melakukan evaluasi terhadap kinerja pembangkit pada PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli, maka penulis menyarankan agar pihak PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli, terus menjaga dan meningkatkan kinerja pembangkitnya dengan melakukan pemeliharaan lebih rutin dan tepat waktu atau melakukan perbaikan pada unit pembangkit secara maksimal dengan tetap memastikan bahwa kebutuhan *spare part* selalu terpenuhi agar gangguan dapat diminimalisir dan diatasi dengan cepat. Dari sisi *man power* agar dilakukan *sharing knowledge* dan pelatihan secara rutin agar pengetahuan dalam pengoperasian unit pembangkit PLTG MPP 1x25 MW semakin meningkat. Selain itu untuk waktu pemeliharaan dan perbaikan disarankan agar dilaksanakan pada saat unit pembangkit dalam kondisi *standby* (tidak beroperasi) agar tidak mengganggu proses produksi tenaga listrik untuk sistem kelistrikan Nias.



DAFTAR PUSTAKA

- Kelompok Bidang Umum Standarisasi PT. PLN (Persero) & Kelompok Kerja Standarisasi PT. PLN (Persero). 2007. *Indikator Kinerja Pembangkit*. Jakarta Selatan: PT. PLN (Persero).
- PT. PLN (Persero). 2007. *Protap Deklarasi Kondisi Pembangkit dan Indeks Kinerja Pembangkit*. Edisi 01 Revisi 03. Jakarta.
- General Electric Company. 2016. *Manual Book TM2500+ Gas Turbine Generator Package Familiarization & Operation Course*. Indonesia: PLN Batam.
- General Electric Company. 2016. *Manual Book TM2500+ Gas Turbine Generator Package Maintenance Course*. Indonesia: PLN Batam.
- R. Billinton dan R. N. Allan. 1996. *Reliability Evaluation of Power Systems Second Edition*. New York and London: Plenum Press.
- Lubis, Abdul Haris. 2020. *Profil Potensi Daerah Kota Gunungsitoli Tahun 2020*. Pemerintah Kota Gunungsitoli, 23 November.
- Oktavian, R. 2017. *Analysis of Power System Reliability in Bali Region 150KV Power System using Monte Carlo Method*. Skripsi. Surabaya. Institut Teknologi Sepuluh November.
- Soares, Claire. 2008. *Gas Turbines: A Handbook of Air, Land and Sea Applications*. Burlington. MA Butterworth Heinemann: USA.
- PT Pelayanan Listrik Nasional Batam. *Realisasi pencapaian kinerja operasional Bright Energy Services Business unit Regional Sumatera tahun 2018 – 2019*.
- PT Pelayanan Listrik Nasional Batam. *Power Plant Hours Record PLTG MPP 1x25 MW Gunungsitoli 2018 – 2019*.
- Firmansyah, Fikri Logi (2017). *Analisa Perbandingan Performa Turbin Gas PLTGU unit 1.2 dan 1.3 Pada Beban 50 MW dan 100 MW*. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh November.